



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Edile
A.A. 2020/2021
Sessione di Laurea Luglio 2021

Sviluppo di modelli per la gestione di comunità energetiche

Simulazione della fattibilità tecnico-economica di un sistema di autoconsumo collettivo

Relatore:
Prof. Ing. Vincenzo Corrado

Candidata:
Ilaria De Marco

Co-relatore:
Ing. Simona Angela Alina Paduos

Indice

ABSTRACT	5
ABSTRACT (english version).....	6
INDICE DELLE FIGURE	7
INDICE DELLE TABELLE.....	9
1. INTRODUZIONE.....	11
1.1 Quadro energetico europeo e nazionale	11
1.2 Obiettivi e strategie per lo sviluppo sostenibile	17
2. INQUADRAMENTO LEGISLATIVO	21
2.1 Clean Energy for all Europeans Package	21
2.1.1 Direttiva UE 2018/2001	22
2.1.2 Direttiva UE 2019/944	24
2.2 Contesto legislativo nazionale	25
2.2.1 Decreto Legislativo 162/19 Milleproroghe (Art.42-bis).....	25
2.2.2 Decreto Ministeriale MISE 16 Settembre 2020	26
2.2.3 Delibera ARERA 318/2020	26
2.2.4 Regole Tecniche GSE	27
3. LE COMUNITA' ENERGETICHE	28
3.1 Definizione e caratteristiche generali.....	28
3.1.1 Configurazioni ammesse: CER e AUC.....	33
3.1.2 Costruzione di una comunità energetica	35
3.2 Aspetti economici e sociali delle comunità.....	37
3.2.1 I benefici	37
3.2.2 Gli incentivi.....	38
4. CER: LE COMUNITA' DI ENERGIA RINNOVABILE	43
4.1 Caratteristiche della configurazione.....	43
4.2 Esempi di CER in Europa	44
4.2 Esempi di CER in Italia	48

5. AUC: AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE	53
5.1 Caratteristiche della configurazione.....	53
5.1.1 Utilizzo del fotovoltaico all'interno della configurazione	54
5.2 Modelli di regolazione	60
5.2.1 Sistema fisico e sistema virtuale	62
5.2.1.1 Analisi della configurazione virtuale	67
5.2.1.2 Analisi della configurazione fisica.....	69
5.2.1.3 Confronto tra schema fisico e schema virtuale	72
5.3 Esempi di AUC in Italia.....	73
6. APPROCCIO METODOLOGICO E STRUMENTI PROPOSTI.....	76
6.1 Metodologia	76
6.2 Strumenti.....	83
6.2.1 Definizione di un modello di calcolo	83
6.2.2 Software Recon	85
7. MODELLAZIONE DI UN SISTEMA DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO.....	89
7.1 Presentazione caso studio.....	89
7.2 Simulazione attraverso modello di calcolo	90
7.2.1 Risultati	92
7.2.1.1 Consumi e produzione elettrici annui	92
7.2.1.2 Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali	92
7.2.1.3 Analisi dei costi di investimento	94
7.2.1.4 Ripartizione benefici economici per la singola utenza	94
7.3 Simulazione attraverso il software Recon.....	96
7.3.1 Risultati	97
7.3.1.1 Consumi e produzione elettrici annui	97
7.3.1.2 Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali	98
7.3.1.3 Analisi dei costi di investimento	99
7.4 Confronto dei risultati	99

8. CONCLUSIONI.....	102
BIBLIOGRAFIA	104
SITOGRAFIA.....	106
ALLEGATO A	108

ABSTRACT

Oggi, il mercato energetico europeo sta attraversando una transizione fondamentale: sta cercando di passare da un sistema basato sull'energia fossile e nucleare verso uno basato interamente sull'energia rinnovabile, efficiente e sostenibile. Inoltre, sta cercando di rendere il cittadino più attivo possibile all'interno del mercato dell'energia: mossa essenziale per il raggiungimento degli obiettivi che l'Unione Europea si è prefissata per il 2050.

La diffusione della produzione di energia da parte di fonti rinnovabili e il nuovo ruolo del cittadino, da consumer a prosumer, rappresentano la perfetta combinazione per la realizzazione delle comunità energetiche. Queste offrono ai cittadini qualcosa che viene spesso trascurato nel settore energetico: proprietà, controllo e voce nel modo in cui opera l'impresa. Le comunità energetiche si distinguono per il modo in cui fanno affari: governance e scopo. Inoltre, essendo organizzazioni senza fini di lucro, permettono di fornire benefici, non solo economici, ma anche ambientali e sociali.

Il presente lavoro ha lo scopo di valutare la fattibilità tecnico-economica di una sistema di autoconsumo collettivo, ovvero una delle configurazioni attraverso cui possono esprimersi le comunità energetiche. Attraverso l'aiuto di un modello di calcolo (creato allo scopo di aiutare le aziende a dimostrare i benefici economici delle comunità energetiche a chi si approccia per la prima volta a questi tipi di sistemi) e un software proposto da ENEA, verrà svolta una simulazione di un sistema di autoconsumo collettivo su un condominio situato a Torino, e confrontati i rispettivi risultati, per dimostrare quanto la realizzazione di una comunità energetiche possa essere positiva, non solo per l'ambiente, ma soprattutto per il cittadino che vuole aderire a questa configurazione.

Prima di arrivare ai risultati, è riportato un quadro della situazione europea e nazionale a livello energetico e sono descritte le principali direttive europee e la normativa italiana. Inoltre, sono riportate le due tipologie di configurazioni attraverso cui possono essere realizzate le comunità energetiche, descritte le rispettive caratteristiche e riportati esempi esistenti in Europa e in Italia.

L'Europa, attraverso il recepimento delle direttive, ha aperto una nuova struttura di mercato, dando la possibilità di introdurre nuovi attori e possibili scenari futuri che contribuiranno in maniera significativa a far diventare entro il 2050 l'UE ad essere il primo continente al mondo ad impatto climatico zero.

ABSTRACT (english version)

Today, the European energy market is going through a fundamental transition: it is trying to move from a system based on fossil and nuclear energy to one based entirely on renewable, efficient and sustainable energy. In addition, it is trying to make the citizen as active as possible within the energy market: an essential move for the achievement of the objectives that the European Union has set for 2050.

The diffusion of energy produced by renewable sources and the new role of the citizen, from consumer to prosumer, are the perfect combination for the realization of energy communities. These offer citizens something that is often overlooked in the energy sector: ownership, control and voice in the way the business operates. Energy communities are distinguished by the way they do business: governance and purpose. In addition, being non-profit organizations, they allow to provide benefits, not only economic, but also environmental and social.

The aim of this work is to evaluate the technical-economic feasibility of a collective self-consumption system, or to find the configurations through which energy communities can express themselves. Through the help of a spreadsheet (created in order to help companies to demonstrate the economic benefits of energy communities) and the software proposed by ENEA, a simulation of a collective self-consumption system will be carried out on a condominium located in Turin, and the respective results will be compared, to demonstrate how the realization of an energy community could be positive, not only for the environment, but especially for the citizen who wants to adhere to this configuration.

Before arriving at the results, a picture of the European and national situation of the energy level is reported and it is described the main European directives and the Italian legislation. In addition, the two types of configurations through which the energy communities can be realized, their characteristics and examples existing in Europe and Italy are reported.

Europe, through the directives adoption, has opened up a new market structure, giving the possibility to introduce new actors and possible future scenarios that will significantly contribute to the EU becoming by 2050 the first continent in the world with zero climate impact.

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Importazione di energia tra il 2008 e il 2018 da parte dei Paesi UE: FONTE EUROSTAT	11
Figura 2 - Quota della produzione energetica dell'UE suddivisa per fonte (2018) - Fonte Eurostat	12
Figura 3 - Produzione di energia primaria tra il 2008 e il 2018 da parte dei Paesi UE: dati Eurostat	14
Figura 4 - Andamento delle FER e dei consumi energetici complessivi nell'UE28- Fonte: GSE	15
Figura 5 - Andamento delle FER nell'UE28 nel settore elettrico- Fonte: GSE	15
Figura 6 - Evoluzione delle FER e dei consumi energetici complessivi in Italia – Fonte: GSE	16
Figura 7 - FER elettriche per fonte e consumo interno lordo (Mtep) – Fonte: GSE	16
Figura 8 - Dati elettrici Italia 2019 - Fonte TERNA	17
Figura 9 - Installazioni annue e obiettivi al 2030 (MW) - Fonte Irena e Elemens	20
Figura 10 - Le cinque dimensioni su cui si basa il pacchetto europeo	21
Figura 11 - Evoluzione temporale del contesto normativo italiano per le comunità energetiche –	25
Figura 12 - Modalità di autoconsumo	28
Figura 13 - Schema di comunità energetica - Fonte: sito WEB Reset	31
Figura 14 - Dispiegamento del potenziale EC (MW) - escluso autoconsumo individuale – Fonte: Elemens	32
Figura 15 - Contributo della produzione FER da EC* vs traiettoria PNIEC (TWh) – Fonte: Elemens	33
Figura 16 - AUC - Fonte: Elemens	33
Figura 17 - CER - Fonte: Elemens	33
Figura 18 - Ciclo di costruzione di una CER	35
Figura 19 - Criteri di valutazione per la progettazione della comunità	35
Figura 20 - Principali benefici derivanti dalle comunità energetiche	38
Figura 21 - Flussi energetici di uno schema di autoconsumo collettivo - Fonte: RSE	39
Figura 22 - Cumulabilità tra incentivi e autoconsumo collettivo	42
Figura 23 - Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici – fonte: GSE	54
Figura 24 - Distribuzione regionale della numerosità e della potenza a fine 2019– fonte: GSE	55
Figura 25 - Produzione annuale e mensile degli impianti fotovoltaici in Italia – fonte: GSE	55
Figura 26 - Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia nelle regioni a fine 2019 – fonte: GSE	56
Figura 27 - Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per collocazione nelle regioni a fine 2019 – fonte: GSE	56
Figura 28 - Stima della copertura media per ciascuna tipologia di edificio [Elemens su dati ISTAT] – fonte: Elemens e RSE	57
Figura 29 - Stima del potenziale tecnico di fotovoltaico sugli edifici condominiali – scenario Central – fonte: Elemens	58
Figura 30 - Stima del potenziale tecnico di fotovoltaico sugli edifici condominiali – scenario High – fonte: Elemens	58
Figura 31 - Stima del potenziale tecnico di fotovoltaico sugli edifici condominiali – scenario Low – fonte: Elemens	58

Figura 32 – Convenienza alla realizzazione dell'impianto in autoconsumo in base a sconti su bolletta – Fonte: Elemens	59
Figura 33 – Schema di autoconsumo fisico con connessione privata delle utenze all'impianto di produzione – Fonte: RSE.....	60
Figura 34 – Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze e impianto di produzione – Fonte: RSE.....	60
Figura 35 - bolletta elettrica italiana in regime tutelato, per il secondo trimestre del 2021	63
Figura 36 – esempio di applicazione dei corrispettivi tariffari riferiti al servizio di maggior tutela.	64
Figura 37 – Andamento prezzo quota energia dal 2018 al 2021.....	65
Figura 38 – Andamento prezzo quota fissa dal 2018 al 2021	65
Figura 39 – Andamento prezzo quota potenza dal 2018 al 2021	66
Figura 40 – Esempio interfaccia Piattaforma Dhomus – Fonte: ENEA	87
Figura 41 – Condominio in Via Bossolasco 3, Torino – Immagina satellitare	89
Figura 42 – Output impianto fotovoltaico estratti da PVGIS.....	91
Figura 43 – Consumo e produzione elettrici annuali - RECON.....	97
Figura 44 – Indicatori energetici e ambientali - RECON	97
Figura 45 – Analisi dei costi di investimento - RECON	98
Figura 46 – Risparmi, ricavi e costi di gestione annuali - RECON	98
Figura 47 – Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali - RECON.....	99
Figura 48 – Indicatori finanziari - RECON.....	99

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Principali obiettivi su energia e clima dell’UE e dell’Italia al 2020 e al 2030 – Fonte: PNIEC</i>	19
<i>Tabella 2 – Differenze tra CER e CEC</i>	30
<i>Tabella 3 – Corrispettivo Unitario (Delibera ARERA) e Tariffa Premio (DM MISE)</i>	40
<i>Tabella 4 – Principali comunità di energia rinnovabile in Europa</i>	45
<i>Tabella 5 – Principali comunità di energia rinnovabile in Italia</i>	49
<i>Tabella 6 – Dati Condominio Tipo</i>	62
<i>Tabella 7 – IVA e Accise utenza domestica – Fonte: ARERA</i>	64
<i>Tabella 8 – IVA e Accise utenza non domestica – Fonte: ARERA</i>	64
<i>Tabella 9 – Corrispettivi tariffari medi</i>	66
<i>Tabella 10 – Spesa Sistema Virtuale senza FV Utenza Comune</i>	67
<i>Tabella 11 – Dati derivanti da impianto fotovoltaico – Sistema Virtuale</i>	68
<i>Tabella 12 – Spesa Sistema Virtuale con FV Utenza comune</i>	68
<i>Tabella 13 – Spesa Sistema Virtuale Utenze Domestiche</i>	69
<i>Tabella 14 – Spesa Totale Sistema Virtuale</i>	69
<i>Tabella 15 – Valori dei coefficienti di utilizzazione e contemporaneità</i>	70
<i>Tabella 16 – Spesa Sistema Fisico senza FV - Utenze comuni</i>	70
<i>Tabella 17 – Dati derivanti da impianto fotovoltaico – Sistema Fisico</i>	71
<i>Tabella 18 – Spesa Sistema Fisico con FV - Utenze comuni</i>	71
<i>Tabella 19 – Spesa Totale Sistema Fisico</i>	72
<i>Tabella 20 – Confronto spesa sistema virtuale e sistema fisico</i>	72
<i>Tabella 21 – Primi sistemi di autoconsumo collettivo in Italia</i>	74
<i>Tabella 22 – Consumi elettrodomestici comuni</i>	78
<i>Tabella 23 – Profili tipo individuati</i>	78
<i>Tabella 24 – Ripartizione in Fasce F1, F2 e F3 tipo</i>	78
<i>Tabella 25 – Utilizzatori per calcolo dei consumi comuni</i>	79
<i>Tabella 26 – Caratteristiche principali dei pannelli fotovoltaici in commercio</i>	80
<i>Tabella 27 – CAPEX e OPEX dei principali pannelli fotovoltaici in commercio</i>	81
<i>Tabella 28 - Corrispettivo Unitario (Delibera ARERA) e Tariffa Premio (DM MISE) per AUC</i>	82
<i>Tabella 29 – Dati città di Torino</i>	89
<i>Tabella 30 – Altitudine e coordinate geografiche</i>	89
<i>Tabella 32 – Stima dei consumi delle utenze domestiche</i>	90
<i>Tabella 33 – Dimensionamento dell’impianto FV</i>	91
<i>Tabella 34 – Parametri economici utilizzati all’interno del modello di calcolo</i>	91
<i>Tabella 35 – Output energetici ottenuti dal modello di calcolo</i>	92
<i>Tabella 36 – Output economici relativi all’impianto FV ottenuti dal modello di calcolo</i>	93

Tabella 37 – Risparmi ottenuti dall'applicazione degli incentivi messi a disposizione per i sistemi di autoconsumo collettivo.....	93
Tabella 38 – Incentivi e restituzioni componenti tariffarie annuali.....	94
Tabella 39 – Tempo di ritorno dell'investimento.....	94
Tabella 40 – Coefficienti di ripartizione delle singole utenze domestiche.....	95
Tabella 41 – Risparmio delle singole utenze domestiche.....	95
Tabella 42 – Risparmio al netto delle spese di manutenzione delle singole utenze domestiche.....	96
Tabella 43 – Cluster inseriti nel simulatore.....	97
Tabella 44 – Confronto consumo e produzione elettrici annuali.....	99
Tabella 45 – Confronto analisi dei costi di investimento.....	100
Tabella 46 – Confronto risparmi, ricavi e costi di gestione annuali	100
Tabella 47 – Confronto risparmi, ricavi e costi di gestione annuali su energia condivisa	101
Tabella 48 – Confronto tempi di ritorno dell'investimento.....	101

1. INTRODUZIONE

1.1 Quadro energetico europeo e nazionale

L'energia è ormai diventata una compagna inseparabile per lo sviluppo dell'uomo, lo accompagna in tutte le sue attività e in ogni momento della giornata. Attraverso studi e ricerche, l'uomo è riuscito ad assicurarsi la possibilità di usufruire di questa risorsa in modo semplice e stabile, assicurando la qualità e la quantità di energia necessaria allo sviluppo umano.

L'energia disponibile nell'Unione Europea proviene dall'energia prodotta dall'UE e dall'energia importata da paesi terzi. Nel 2018¹, l'UE ha prodotto circa il 42% della propria energia, mentre il 55% è stata importata. Dai dati forniti dall'Eurostat, è possibile osservare che i maggiori importatori netti di energia sono la Germania, l'Italia, la Francia e la Spagna.

	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2008	2010	2012	2014	2016	2018
	(million tonnes of oil equivalent)						(tonnes of oil equivalent per inhabitant)					
EU-27	959.9	895.4	844.2	798.5	842.9	885.8	2.2	2.0	1.9	1.8	1.9	2.0
Belgium	55.7	53.6	46.1	47.1	47.8	52.9	5.2	4.9	4.2	4.2	4.2	4.6
Bulgaria	10.5	7.2	6.8	6.3	7.1	6.9	1.4	1.0	0.9	0.9	1.0	1.0
Czechia	12.7	11.5	11.0	12.7	13.7	16.0	1.2	1.1	1.0	1.2	1.3	1.5
Denmark	-4.4	-3.4	-0.5	2.2	2.7	4.5	-0.8	-0.6	-0.1	0.4	0.5	0.8
Germany	210.7	204.6	199.7	197.0	205.8	201.0	2.6	2.5	2.5	2.4	2.5	2.4
Estonia	1.6	0.9	1.2	0.7	0.5	0.0	1.2	0.7	0.9	0.5	0.4	0.0
Ireland	14.4	13.2	11.8	11.7	10.4	10.1	3.2	2.9	2.6	2.5	2.2	2.1
Greece	25.2	21.3	19.4	16.9	18.5	18.4	2.3	1.9	1.8	1.5	1.7	1.7
Spain	122.8	106.7	100.1	91.5	94.0	100.8	2.7	2.3	2.1	2.0	2.0	2.2
France	139.3	132.3	128.7	119.0	121.7	119.5	2.2	2.0	2.0	1.8	1.8	1.8
Croatia	5.4	4.4	4.4	3.6	4.2	4.6	1.3	1.0	1.0	0.8	1.0	1.1
Italy	155.3	148.5	132.0	115.0	121.5	121.9	2.6	2.5	2.2	1.9	2.0	2.0
Cyprus	3.1	3.0	2.6	2.3	2.6	2.7	4.0	3.6	3.1	2.7	3.1	3.1
Latvia	2.9	2.2	2.7	1.9	2.2	2.1	1.3	1.0	1.3	1.0	1.1	1.1
Lithuania	5.4	5.7	5.8	5.3	5.6	5.9	1.7	1.8	1.9	1.8	1.9	2.1
Luxembourg	4.5	4.5	4.3	4.1	4.0	4.3	9.3	9.0	8.3	7.4	7.0	7.1
Hungary	17.0	15.1	12.4	14.3	14.3	15.5	1.7	1.5	1.3	1.4	1.5	1.6
Malta	1.9	2.4	2.2	2.1	2.5	3.0	4.6	5.7	5.2	4.8	5.5	6.3
Netherlands	33.1	28.3	28.9	27.2	41.2	53.2	2.0	1.7	1.7	1.6	2.4	3.1
Austria	23.7	21.9	21.5	21.6	21.1	21.8	2.8	2.6	2.6	2.5	2.4	2.5
Poland	30.4	32.1	31.0	27.9	31.0	48.0	0.8	0.8	0.8	0.7	0.8	1.3
Portugal	21.8	18.7	18.2	16.4	17.5	18.8	2.1	1.8	1.7	1.6	1.7	1.8
Romania	11.0	7.5	7.9	5.3	7.0	8.2	0.5	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4
Slovenia	4.3	3.6	3.6	3.0	3.3	3.6	2.2	1.8	1.8	1.4	1.6	1.8
Slovakia	12.0	11.4	10.2	9.8	9.9	10.9	2.2	2.1	1.9	1.8	1.8	2.0
Finland	19.8	18.1	16.2	17.2	15.8	15.8	3.7	3.4	3.0	3.2	2.9	2.9
Sweden	19.8	19.9	15.8	16.5	17.0	15.4	2.2	2.1	1.7	1.7	1.7	1.5
United Kingdom	58.7	62.6	88.8	89.0	67.8	66.5	1.0	1.0	1.4	1.4	1.0	1.0
Iceland	1.2	0.8	0.8	0.8	1.1	1.3	3.9	2.4	2.5	2.6	3.2	3.7
Norway	-187.7	-175.1	-175.7	-166.9	-179.4	-175.8	-39.6	-36.1	-35.2	-32.7	-34.4	-33.2
Montenegro	0.6	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.9	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5
North Macedonia	1.4	1.3	1.4	1.4	1.6	1.5	0.7	0.6	0.7	0.7	0.8	0.7
Albania	1.1	0.6	0.3	0.7	0.5	0.5	0.4	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2
Serbia	6.4	5.2	4.1	3.7	4.6	5.4	0.9	0.7	0.6	0.5	0.6	0.8
Turkey	72.5	74.7	89.3	94.1	106.1	110.0	1.0	1.0	1.2	1.2	1.3	1.4
Bosnia and Herzegovina	:	:	:	1.7	2.1	1.8	:	:	:	:	:	:
Kosovo*	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.8	0.3	0.3	:	:	0.4	0.4
Moldova	0.1	2.0	1.9	1.9	2.0	2.2	0.0	0.6	0.5	0.5	:	:
Ukraine	57.3	41.9	38.5	27.4	27.7	32.3	1.2	0.9	0.8	0.6	0.6	0.8
Georgia	:	:	:	3.2	3.5	3.8	:	:	:	0.7	1.0	1.0

* This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo declaration of independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg_bal_s and demo_pjan)

eurostat

Figura 1 - Importazione di energia tra il 2008 e il 2018 da parte dei Paesi UE: FONTE EUROSTAT

¹ Dati estratti a giugno 2020 – Eurostat

Nel 2008 l'unico esportatore netto di energia tra gli Stati membri dell'UE era la Danimarca, ma nel 2013 le importazioni danesi di energia hanno superato le esportazioni e tale tendenza si è confermata nei cinque anni successivi, fino al 2018. Pertanto, dal 2013 tutti i 27 Stati membri dell'UE sono importatori netti di energia.

Per quanto riguarda invece la produzione, quest'ultima è diminuita negli ultimi dieci anni. Le fonti energetiche disponibili sono principalmente cinque: prodotti petroliferi, gas naturale, combustibili fossili solidi, energie rinnovabili ed energia nucleare. Le quote delle diverse fonti energetiche sull'energia disponibile variano

Quota della produzione di energia dell'UE per fonte, 2018

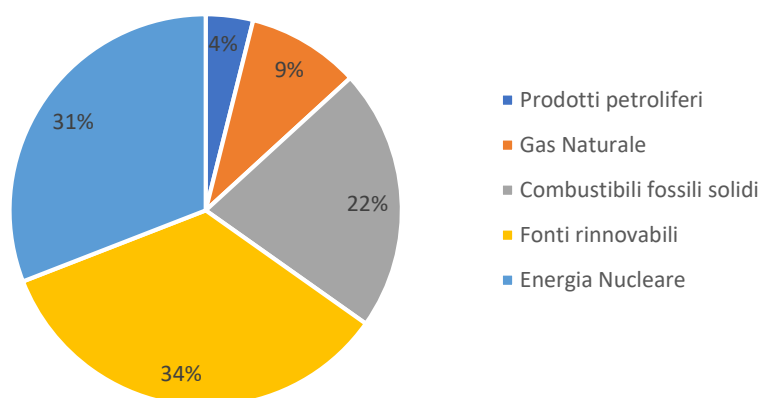


Figura 2 - Quota della produzione energetica dell'UE suddivisa per fonte (2018) - Fonte Eurostat

notevolmente tra gli Stati membri e, di conseguenza, la loro produzione. Dal punto di vista delle fonti energetiche, la storia umana, per un lunghissimo periodo è rimasta statica, cioè le fonti di energia che sono state utilizzate, non si sono modificate nel tempo. Fino alla metà del 1700, infatti, le fonti di energia presenti erano la forza animale (utilizzata sia per produrre che per spostarsi) e il fuoco (utilizzato per scaldare o produrre metalli). Questa è stata la struttura produttiva che l'uomo ha utilizzato per migliaia di anni.

Nel 1700 venne scoperto il carbone, la prima vera fonte fossile, il quale sostituì il legno. In seguito, lo sfruttamento del carbone venne unito all'innovazione tecnologica: questa unione cambiò il modo di produrre i beni e quello di spostarsi. Iniziò quindi un rapporto significativo: ci si rese conto che il benessere dell'uomo era strettamente collegato all'utilizzo di fonti fossili; per circa 200 anni infatti, il benessere dell'uomo è cresciuto in modo proporzionale alla crescita dell'utilizzo di combustibili fossili.

Questo fino allo scoppio della guerra del Kippur² nel 1973. In occasione di questa guerra, i Paesi dell'OPEC³ aumentarono del 70% il prezzo del petrolio. Iniziò così una crisi

² Il conflitto scoppiò il 6 ottobre 1973 con un attacco a sorpresa da parte dell'Egitto e della Siria contro Israele. All'inizio le forze arabe ebbero la meglio, ma nei giorni successivi Israele arrivò a minacciare le capitali dei due Stati. Il Consiglio di Sicurezza richiese il 22 ottobre di far cessare il fuoco. Dopo pochi giorni gli eserciti deposero le armi.

³ Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio: è stata fondata nel 1960 e comprende dodici Paesi che si sono associati, formando un cartello economico, per negoziare con le compagnie petrolifere aspetti relativi alla produzione di petrolio, prezzi e concessioni.

economica contrassegnata dal fenomeno della stagflazione, a cui diversi Paesi occidentali risposero con politiche tese a ridurre i consumi.

L'aumento del prezzo fu un effetto economico mediato, ma la riduzione della disponibilità di petrolio ebbe un impatto terribile sulla vita dell'uomo: per esempio, il consiglio dei ministri italiano varò un programma di austerità per ridurre i consumi di energia. Questa situazione andò ad innescare un utilizzo razionale e migliore delle fonti fossili, fino ad arrivare a disaccoppiare il benessere dell'uomo dall'utilizzo di quest'ultime. Dunque, il 1973 rappresentò l'anno in cui ci si rese conto che le risorse erano limitate e andavano utilizzate in modo razionale ed efficiente.

All'utilizzo limitato delle risorse però, si aggiunge anche l'effetto serra: questo raggruppa tutti quei fenomeni che fanno variare il contenuto atmosferico di vapore acqueo, CO₂ e metano. Particolare attenzione deve essere posta alla quantità di CO₂: l'anidride carbonica permette la respirazione delle piante e trattiene il calore dei raggi solari; se non ci fosse la CO₂, la Terra vivrebbe delle escursioni termiche non compatibili con la vita.

Il problema si crea nel momento in cui i combustibili fossili emettono CO₂ quando vengono bruciati e finché l'utilizzo di questi è limitato, l'ecosistema terrestre è in grado di assorbire e di riportare in equilibrio la quantità di CO₂, ma nel momento in cui aumenta la produzione di energia da parte di fonti fossili, si verifica di conseguenza un aumento della percentuale di CO₂ nell'atmosfera, che porta come effetto secondario un aumento della temperatura terrestre e quindi un disequilibrio dell'ecosistema terrestre.

Questi due problemi principalmente rappresentano il motivo di passaggio dalle fonti fossili a quelle rinnovabili (FER), le quali oltre a non costituire un limite allo sviluppo umano, non producono anidride carbonica.

All'inizio degli anni 2000 lo sfruttamento delle fonti rinnovabili era ancora acerbo: oltre alla tradizionale fonte idroelettrica (già sviluppata e che garantiva solo una minima parte dell'energia) c'erano altre due tecnologie promettenti, una era lo sfruttamento dell'energia eolica e l'altra quello dell'energia solare. Verso il 2005 la Comunità Internazionale decise di incentivare queste due ultime tecnologie, in modo da migliorarne l'efficienza e ridurre il costo. Dal 2006 al 2016 ci fu una crescita esponenziale della produzione attraverso questo tipo di energia, in particolare dell'energia elettrica, da eolico e fotovoltaico (l'eolico è quasi decuplicato in 10 anni, mentre il fotovoltaico è diventato 50 volte rispetto a quello che era nel 2006).

Grazie a questa fortissima crescita, si è vista una riduzione drammatica del costo degli impianti per sfruttare l'energia rinnovabile, tant'è che oggi produrre energia elettrica, in particolare con l'utilizzo di fotovoltaico o eolico, molto spesso è più conveniente che produrla con fonti fossili. Questo è un elemento cruciale per la transizione energetica, la quale si ha anche nel momento in cui è economicamente sostenibile.

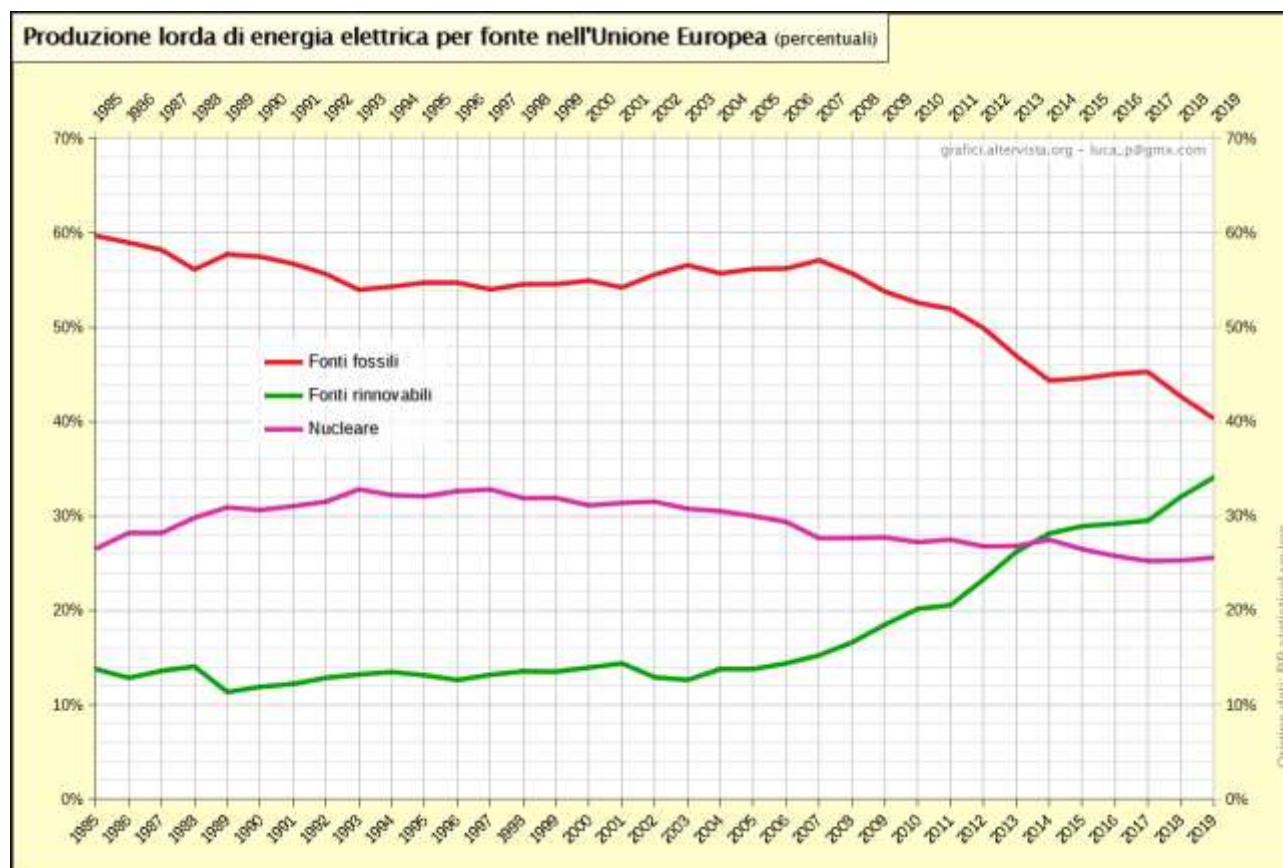


Figura 3 - Produzione di energia primaria tra il 2008 e il 2018 da parte dei Paesi UE: dati Eurostat⁴

Il grafico mostra proprio come dal 1965 al 2019 c'è stata una diminuzione di circa il 20% della produzione di energia da parte di fonti fossili e un aumento di più del 20% della produzione di energia da parte di fonti rinnovabili.

Tuttavia, oggi l'80% dell'energia utilizzata⁵ viene prodotta da fonti fossili, perché purtroppo le fonti rinnovabili sono intermittenti, e produrre attraverso tutte e due le tipologie di fonti permette di bilanciare la produzione di energia facendola aderire alle esigenze dell'uomo.

⁴ Fonte: sito web della BP sezione "Energy economics; *Statistical review*; Statistical review of world energy – all data 1965-2019

⁵ Fonte: https://ec.europa.eu/info/index_it

Attraverso il rapporto del GSE, “Fonti rinnovabili in Italia e in Europa – anno 2019” è possibile osservare che nell’UE28, tra il 2004 e il 2019, la quota dei consumi complessivi di energia coperta da FER è aumentata dall’8,5% al 18,9%.

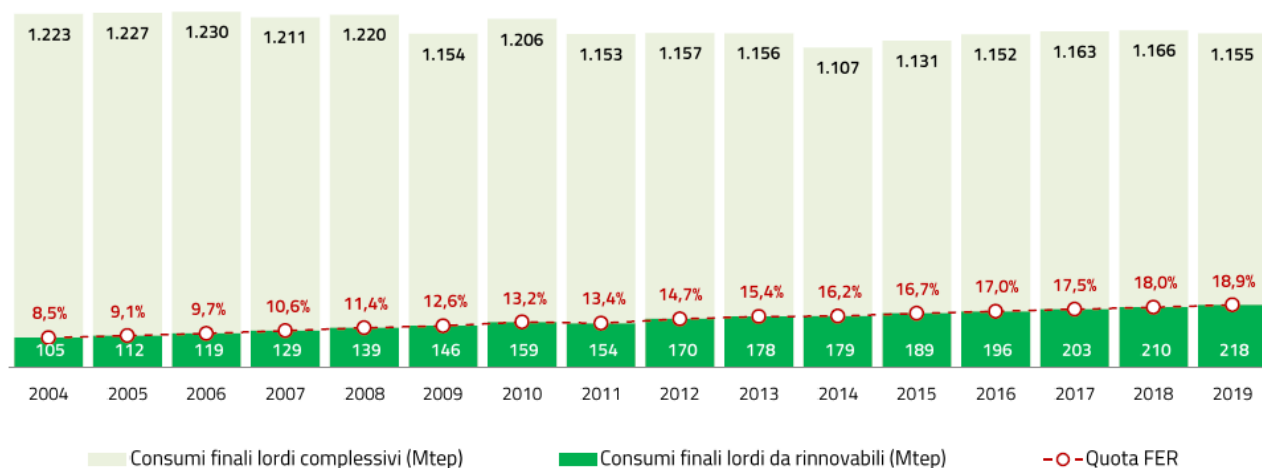


Figura 4 - Andamento delle FER e dei consumi energetici complessivi nell'UE28- Fonte: GSE

In particolare, nel settore elettrico, la quota di energia coperta da FER è aumentata dal 14,2% al 34,2%. Il contributo principale al trend di crescita delle FER è fornito dalla fonte eolica e dalla fonte solare:

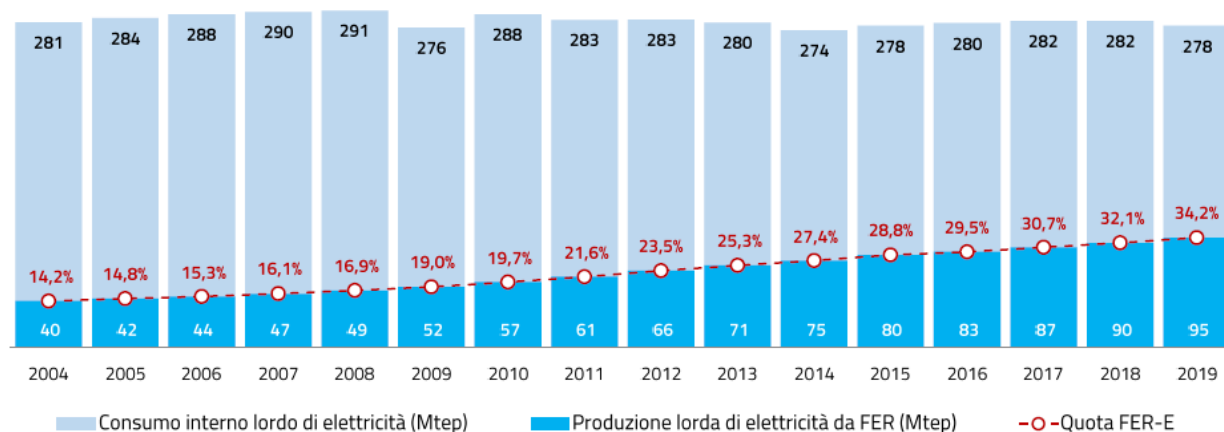


Figura 5 - Andamento delle FER nell'UE28 nel settore elettrico- Fonte: GSE

In Italia tra il 2005 e il 2019 i consumi di energia da FER sono raddoppiati. Si osserva al contempo, una tendenziale diminuzione dei consumi finali lordi complessivi (CFL).

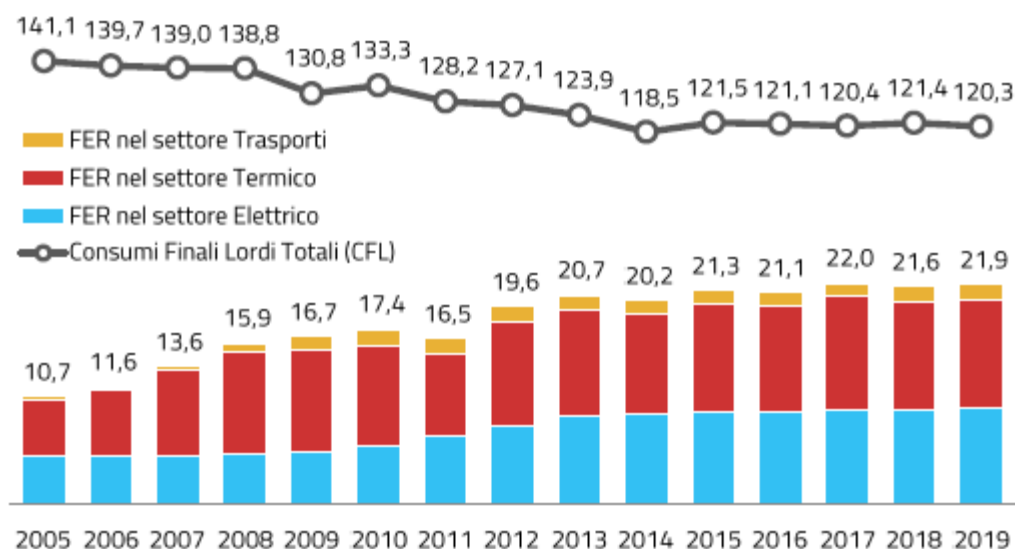


Figura 6– Evoluzione delle FER e dei consumi energetici complessivi in Italia – Fonte: GSE

In particolare, guardando il settore elettrico italiano, la quota dei consumi complessivi di energia elettrica coperta da FER (35,0%) risulta ampiamente coerente a quella prevista dal PAN⁶ sia per lo stesso 2019 (25,5%), sia per il 2020 (26,4%). La fonte che nel 2019 ha fornito il contributo principale alla produzione di energia elettrica da FER è quella idraulica (41% della produzione complessiva – dato normalizzato); seguono solare fotovoltaico (21%), eolica normalizzata (17%), bioenergie (13%) e geotermica (5%).

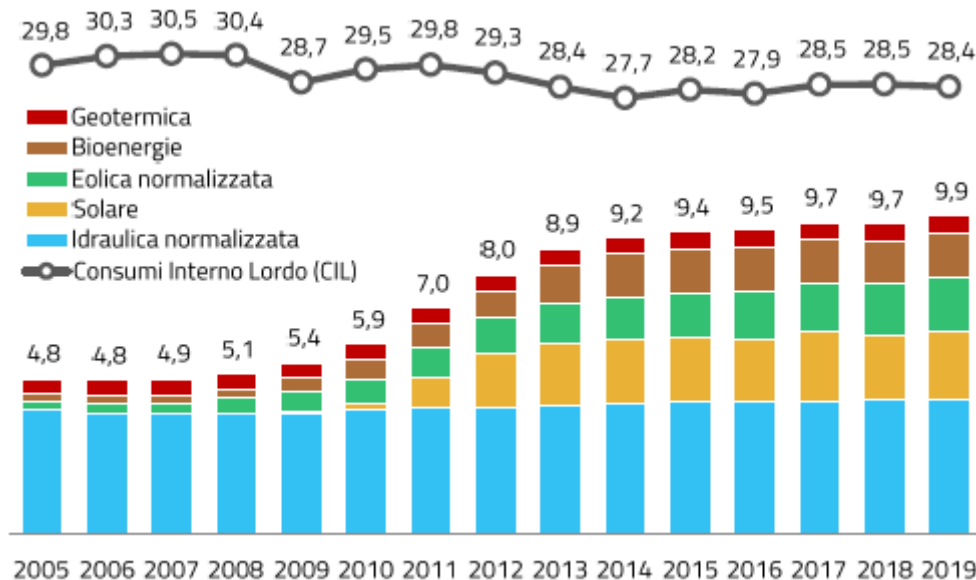


Figura 7 - FER elettriche per fonte e consumo interno lordo (Mtep) – Fonte: GSE

⁶ Piano di Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili. Piano mirato a incrementare lo sfruttamento dei potenziali disponibili nel Paese, con particolare riferimento all'utilizzo delle fonti rinnovabili per riscaldamento/raffrescamento ed all'uso dei biocarburanti nel settore trasporti in coerenza agli obiettivi definiti dalla direttiva 2009/28/CE.

Infine, una sintesi dei dati del settore elettrico 2019 confrontati con l'anno 2018, riferiti alla penisola Italiana, a cura dell'Ufficio Statistico di Terna⁷:

- Domanda di energia elettrica 2019: la domanda di energia elettrica nel 2019 è diminuita rispetto al 2018 dello 0,6%, raggiungendo 319.622 GWh, di cui l'88,1% soddisfatto dalla produzione nazionale, mentre la quota restante coperta dalle importazioni nette dall'estero (38.141 GWh);
- Produzione annuale lorda 2019: la produzione nazionale lorda nel 2019 è aumentata del 1,4% rispetto al 2018, con una quota pari a 293.853 GWh, di cui solo il 39,4% coperto da fonti rinnovabili;
- Produzione lorda installata al 31 dicembre 2019: la capacità installata è aumentata dell'1% rispetto al 2018, rimanendo sempre in continua crescita fino ad arrivare alla quota di 119,3 GWh
- Carichi: Il 25 luglio 2017 si è registrato il valore della punta massima pari a 58,8 GWh;
- Consumi elettrici: rispetto al 2018 hanno subito una diminuzione dello 0,5%, arrivando a 301,8 TWh.



Figura 8 - Dati elettrici Italia 2019 - Fonte TERNA

1.2 Obiettivi e strategie per lo sviluppo sostenibile

Nel 1997 è stato firmato un accordo internazionale, il Protocollo di Kyoto, entrato in vigore solo il 16 febbraio 2005, con l'obiettivo di rallentare il riscaldamento globale della Terra dovuto alle emissioni di CO₂. È stato sottoscritto da 141 nazioni, per tentare di conciliare gli interessi economici

⁷ Rete Elettrica Nazionale è un operatore che gestisce le reti per la trasmissione dell'energia elettrica con sede a Roma. Attraverso Terna Rete Italia, gestisce la Rete di Trasmissione Nazionale con 74669 km di linee elettriche in alta tensione. È il primo operatore di rete indipendente d'Europa e tra i principali al mondo per chilometri di linee gestite.

con quelli ambientali. Il Protocollo prevede impegni di riduzione differenziati da paese a paese: l'Unione Europea prefissa un obiettivo di riduzione dell'8% e per raggiungerlo ha attuato diverse strategie, tra cui:

- *Pacchetto per il Clima e l'Energia (2007)*: pacchetto formato da una serie di leggi, che dovevano garantire il raggiungimento di tre obiettivi principali entro il 2020:
 - taglio del 20% delle emissioni di gas a effetto serra (rispetto ai livelli del 1990);
 - 20% del fabbisogno energetico ricavato da fonti rinnovabili;
 - miglioramento del 20% dell'efficienza energetica.
- *Direttiva 28/2009 CE (2009)*: Direttiva del Parlamento Europeo del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE, oggi sostituita dalla Direttiva 2019/944.
- *Accordo di Parigi (2015)*: contenente obiettivi ambiziosi, tra cui il contenimento dell'aumento medio della temperatura globale nel lungo termine, entro i 2 °C rispetto ai livelli pre-industriali. In tal senso, i Paesi aderenti hanno deciso di riunirsi ogni cinque anni per valutare periodicamente i progressi maturati, con gli Stati più industrializzati che, in conformità con l'impegno vincolante preso in sede negoziale, dovranno sostenere i Paesi meno sviluppati nell'azione tesa a ridurre il volume delle emissioni.
- *Clean Energy Package for all Europeans (2016)*: insieme di atti legislativi che ridisegnano il settore energetico attraverso misure per l'efficienza energetica, le fonti rinnovabili, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla governance per l'Unione dell'energia
- *Green Deal Europeo o Patto Verde (2019)*⁸: rappresenta una vera e propria strategia, composta da una serie di leggi e investimenti, le quali serviranno per rendere più sostenibile e meno dannosi per l'ambiente la produzione di energia e lo stile di vita dei cittadini europei.

All'interno del *Clean Energy Package for all Europeans*, è stato introdotto il concetto di **Energy Community** (Capitolo 3), cioè comunità energetiche, che hanno come obiettivo quello di promuovere lo sviluppo e l'accettazione delle FER a livello locale, ma nello stesso tempo di creare una comunità attiva in grado di produrre, scambiare e consumare energia in maniera autosufficiente, coinvolgendo quindi il cittadino stesso nello sviluppo sostenibile della propria città.

⁸ Green Deal Europeo

Ad oggi, l'Unione Europea si è data degli obiettivi⁹ a medio-lungo termine; i primi dovranno essere soddisfatti entro il 2030 e sono riportati nella Tabella 1:

	Obiettivi 2030	
	UE	ITALIA (PNIEC)
Energie Rinnovabili (FER)		
Quota di energia da FER nei Consumi finali lordi di energia	32%	30%
Quota di energia da FER nei Consumi finali lordi di energia nei trasporti	14%	22%
Quota di energia da FER nei Consumi finali lordi di energia per riscaldamento e raffrescamento	+1,3% annuo (indicativo)	+1,3% annuo (indicativo)
Efficienza energetica		
Riduzione dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007	-32,5% (indicativo)	-43% (indicativo)
Risparmi consumi finali tramite regimi obbligatori efficienza energetica	-0,8% annuo (con trasporti)	-0,8% annuo (con trasporti)
Emissioni gas serra		
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	-43%	
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	-30%	-33%
Riduzione complessiva dei gas a effetto serra rispetto ai livelli del 1990	-40%	
Interconnettività elettrica		
Livello di interconnettività elettrica	15%	10%
Capacità di interconnessione elettrica (MW)		14.375

Tabella 1 – Principali obiettivi su energia e clima dell'UE e dell'Italia al 2020 e al 2030 – Fonte: PNIEC

L'Italia, come riportato all'interno del PNIEC¹⁰, punta a portare la quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia al 30% e alla riduzione del 43% dei consumi di energia primaria rispetto allo scenario PRIMES 2007¹¹. Purtroppo però, in Italia, le installazioni di fonti rinnovabili crescono troppo lentamente; considerando la media delle installazioni negli ultimi cinque anni (Figura 9), risulta evidente come si è molto lontani dal raggiungimento degli obiettivi prefissati:

⁹ Fonte: Piano Nazionale Integrato per l'Energia ed il Clima

¹⁰ Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 è uno strumento fondamentale che segna l'inizio di un importante cambiamento nella politica energetica e ambientale del nostro Paese verso la decarbonizzazione. Il Piano si struttura in 5 linee d'intervento, che si svilupperanno in maniera integrata: dalla decarbonizzazione all'efficienza e sicurezza energetica, passando attraverso lo sviluppo del mercato interno dell'energia, della ricerca, dell'innovazione e della competitività.

¹¹ Lo scenario "PRIMES 2007" deriva dall'evoluzione tendenziale del modello PRIMES di rappresentazione del sistema energetico validato e riconosciuto a livello europeo.

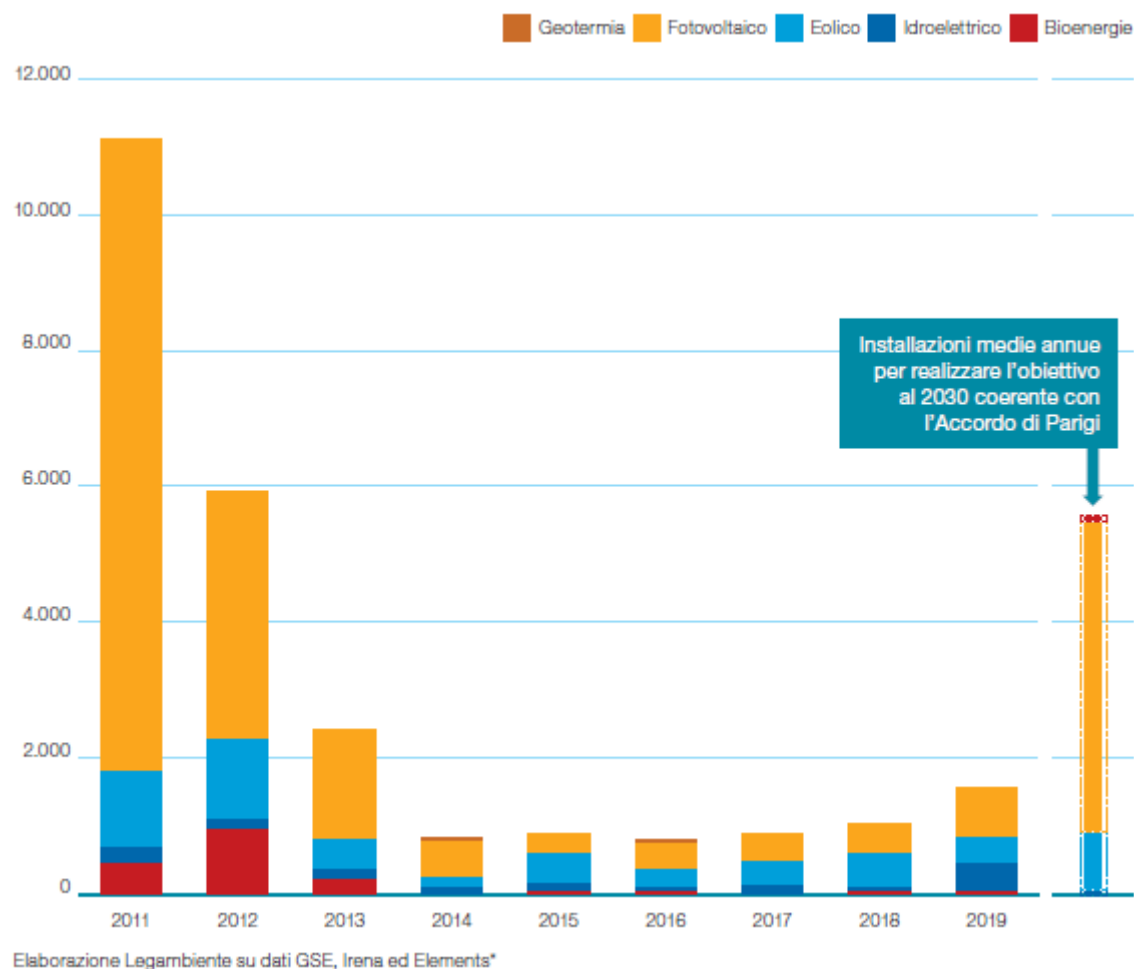


Figura 9 - Installazioni annue e obiettivi al 2030 (MW) - Fonte Irena e Elemens

Entro il 2050 invece, l'obiettivo generale è quello di raggiungere la neutralità climatica in Europa, attraverso una serie di iniziative e strategie proposte dalla Commissione Europea, contenute all'interno del Green Deal Europeo¹² o Patto Verde. Si vuole quindi completare la transizione energetica, portando l'Europa ad essere il primo continente al mondo ad impatto climatico zero.

Tra le principali strategie adottate dall'Unione Europea per raggiungere gli obiettivi stabiliti, ci sono proprio le comunità energetiche, oggetto di questa tesi. Nei capitoli successivi infatti, dopo aver fatto riferimento al contesto normativo che regola queste comunità in Europa, ma in particolare in Italia, sarà possibile comprendere come il singolo cittadino, partendo dalla più semplice forma di comunità energetica, cioè un sistema di autoconsumo collettivo, possa contribuire nel suo piccolo al raggiungimento degli obiettivi previsti.

¹² Il Green Deal rappresenta una vera e propria strategia, composta da una serie di leggi e investimenti, le quali serviranno per rendere più sostenibile e meno dannosi per l'ambiente la produzione di energia e lo stile di vita dei cittadini europei.

2. INQUADRAMENTO LEGISLATIVO

2.1 Clean Energy for all Europeans Package

Il 30 novembre 2016 la Commissione Europea, per rispettare gli impegni presi con l'Accordo di Parigi, ha presentato il pacchetto *Energia pulita per tutti gli Europei*, cioè un insieme di regole che vanno ad aggiornare il quadro della politica energetica europea, al fine di facilitare la transizione energetica. Il pacchetto si compone di otto atti legislativi, i quali sono entrati in vigore tra il 2018 e il 2019, e dovranno essere recepiti dagli Stati Membri dell'Unione entro Giugno 2021.

I punti principali del pacchetto sono riportati nella figura 10:



Figura 10 - Le cinque dimensioni su cui si basa il pacchetto europeo

Gli atti legislativi che compongono il pacchetto sono i seguenti:

- **Direttiva (UE) 2019/944** relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, che abroga la precedente Direttiva 2009/72/CE sul mercato elettrico e modifica la Direttiva 2012/27/UE in materia di efficienza energetica
- **Regolamento (UE) n. 2019/943/UE**, sul mercato interno dell'energia elettrica;
- **Regolamento (UE) 2019/942** che istituisce un'Agenzia dell'Unione europea per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia
- **Regolamento (UE) n. 2019/941** sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica, che abroga la direttiva 2005/89/CE
- **Direttiva UE 2018/2001** sulla promozione dell'uso dell'energia da **fonti rinnovabili**

- **Direttiva UE 2018/2002** sull'**efficienza energetica** che modifica la Direttiva 2012/27/UE
- **Direttiva (UE) 2018/844** che modifica la direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia e la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica (Direttiva EPBD-Energy Performance of Buildings Directive)
- **Regolamento UE n. 2018/1999** del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018 sulla **governance dell'Unione dell'energia**

Le comunità energetiche sono richiamate principalmente in due Direttive:

- la Direttiva sulle energie rinnovabili (Direttiva UE 2018/2001), in cui sono riportate le definizioni di **Autoconsumo Collettivo** e di **Comunità di Energia Rinnovabile (CER)**,
- la Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica (Direttiva UE 2019/944) che definisce la **Comunità Energetica dei Cittadini (CEC)**.

Obiettivi delle Direttive sopra citate, sono quelli di un numero crescente all'interno dei mercati elettro-energetici (in modo da raggiungere in minor tempo gli obiettivi previsti per il 2050), l'aumento dello sfruttamento delle fonti rinnovabili (realizzazione di più impianti) e contrasto alla povertà energetica.

2.1.1 **Direttiva UE 2018/2001**

La Direttiva n. 2001/2018 abroga, con effetto dal 01/07/2021, la Direttiva 23/04/2009, n. 28 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, attuata nell'ordinamento italiano dal DL 03/03/2011, n. 28, ridisciplinando l'intera materia e fissando almeno al 32% l'obiettivo per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo dell'Unione nel 2030.

Nell'articolo 1 viene presentato l'oggetto della Direttiva UE 2018/2001¹³ (RED II) sulle energie rinnovabili:

“La presente direttiva stabilisce un quadro comune per la promozione dell'energia da fonti rinnovabili. Essa fissa un obiettivo vincolante dell'Unione per la quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia dell'Unione nel 2030. Detta anche norme relative al sostegno finanziario per l'energia elettrica da fonti rinnovabili, all'autoconsumo di tale energia elettrica, all'uso di energia da fonti rinnovabili nel settore del riscaldamento e raffrescamento e nel settore dei trasporti, alla cooperazione regionale tra gli Stati membri e tra gli Stati membri e i paesi terzi, alle garanzie di origine, alle procedure amministrative e all'informazione

¹³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32018L2001>

e alla formazione. Fissa altresì criteri di sostenibilità e di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra per i biocarburanti, i bioliquidi e i combustibili da biomassa.”

Importanti sono gli articoli di seguito descritti, i quali richiamano a due concetti importanti per le comunità energetiche; questi sono:

- l'articolo 21, il quale fa riferimento agli “**Autoconsumatori di Energia da Fonti Rinnovabili (AUC)**” e ne riporta le seguenti caratteristiche:
 - hanno il diritto a produrre anche per il proprio consumo energia da FER e ad immagazzinare o vendere le eccedenze di produzione elettrica;
 - l'impianto FER può essere di proprietà di un terzo purché soggetto alle istruzioni dell'autoconsumatore;
 - possono installare sistemi di stoccaggio abbinati agli impianti FER;
 - mantengono i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;
 - in relazione all'energia elettrica rinnovabile autoprodotta da FER che rimane nelle loro disponibilità non sono sottoposti ad oneri e tariffe;
 - in relazione all'energia elettrica consumata proveniente dalla rete o a quella immessa, non sono sottoposti a procedure e oneri discriminatori o sproporzionati e ad oneri di rete che non tengano conto dei costi;
 - ricevano una remunerazione, se del caso mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile immessa in rete.
- l'articolo 22, il quale introduce per la prima volta il concetto di “**Comunità di Energia Rinnovabile (CER)**”, dice che:
 - hanno il diritto di produrre, consumare, immagazzinare e vendere l'energia rinnovabile;
 - possono scambiare all'interno della CER, l'energia rinnovabile prodotta e possono accedere a tutti i mercati dell'energia elettrica, direttamente o mediante aggregazione;
 - la partecipazione è aperta a tutti i consumatori, comprese famiglie a basso reddito o vulnerabili;
 - sono soggette a procedure eque, proporzionate e trasparenti, in particolare quelle di concessione di licenze, e a oneri di rete che tengano conto dei costi, nonché ad oneri, prelievi e imposte, garantendo che contribuiscano in modo adeguato, equo ed equilibrato alla ripartizione dei costi del sistema in linea con una analisi costi-benefici realizzata dalle Autorità nazionali competenti.

Riassumendo, le CER sono un “soggetto giuridico” fondato sulla “partecipazione aperta e volontaria”; hanno carattere no profit e il loro scopo principale è quello di generare benefici a livello sociale, economico ed ambientale. Possono gestire le diverse forme di energia (elettricità, calore,

gas), a patto che queste siano generate da fonti rinnovabili. Si basano sul principio di autonomia tra i membri e sulla necessità di prossimità con gli impianti di generazione.

Il termine di recepimento da parte degli Stati Membri della Direttiva sulle energia rinnovabili 2018/2001 terminerà a giugno 2021.

2.1.2 Direttiva UE 2019/944

La Direttiva UE 109/944¹⁴ (IEM), relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione). L'oggetto è contenuto all'interno dell'articolo 1:

“La presente direttiva stabilisce norme comuni per la generazione, la trasmissione, la distribuzione, lo stoccaggio e la fornitura dell'energia elettrica, unitamente a disposizioni in materia di protezione dei consumatori, al fine di creare nell'Unione europea mercati dell'energia elettrica effettivamente integrati, competitivi, incentrati sui consumatori, flessibili, equi e trasparenti.

La presente direttiva intende avvalersi dei vantaggi di un mercato integrato per assicurare ai consumatori energia a prezzi e costi accessibili e trasparenti, un alto grado di sicurezza dell'approvvigionamento e una transizione agevole verso un sistema energetico sostenibile a basse emissioni di carbonio. Essa definisce le principali norme relative all'organizzazione e al funzionamento del settore dell'energia elettrica dell'Unione, riguardanti in particolare la responsabilizzazione e la tutela dei consumatori, l'accesso aperto al mercato integrato, l'accesso dei terzi all'infrastruttura di trasmissione e di distribuzione, obblighi in materia di separazione e norme sull'indipendenza delle autorità di regolamentazione negli Stati membri.

La presente direttiva stabilisce inoltre le modalità di cooperazione tra gli Stati membri, le autorità di regolazione e i gestori dei sistemi di trasmissione nell'ottica di creare un mercato interno dell'energia elettrica totalmente interconnesso che accresca l'integrazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, la libera concorrenza e la sicurezza dell'approvvigionamento”.

L'articolo 16, invece, spiega il concetto di **Comunità Energetiche dei cittadini (CEC)** e ne definisce le caratteristiche. Anche queste comunità, come le CER, sono considerate un “soggetto giuridico” fondato sulla “partecipazione aperta e volontaria”; la loro costituzione, a carattere no profit, mira al raggiungimento di benefici ambientali, economici e sociali per i suoi membri o soci o al territorio in cui opera. Le CEC però possono gestire solo l'elettricità, proveniente sia fonti fossili che rinnovabili, e non prevedono i principi di autonomia e prossimità.

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>

Il termine di recepimento della Direttiva da parte degli Stati Membri sul mercato interno dell'energia elettrica 2019/944 è terminato il 31 dicembre 2020.

2.2 Contesto legislativo nazionale

Il contesto legislativo nazionale ha visto il succedersi di diversi atti, i quali hanno permesso di recepire le Direttive Europee e iniziare una fase sperimentale delle comunità energetiche; di seguito vengono riportati tutti i riferimenti legislativi a livello nazionale in successione temporale:



Figura 11 - Evoluzione temporale del contesto normativo italiano per le comunità energetiche –

2.2.1 Decreto Legislativo 162/19 Milleproroghe (Art.42-bis)

Nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica n.51 del 1° Marzo 2021, è stata pubblicata la legge di conversione del Decreto Legislativo Milleproroghe¹⁵ (Legge 26 Febbraio 2021, n.21), attraverso la quale l'Italia è riuscita a recepire anticipatamente le Direttive Europee 2018/ 2001 e 2019/944.

In particolare, l'Art. 42bis¹⁶ comma 1, introduce la possibilità nell'ordinamento nazionale, di attivare l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili, cioè realizzare comunità energetiche rinnovabili, conformi a quanto previsto nel medesimo articolo. Nel comma 2 invece vengono indicati i destinatari di tale norma, cioè i consumatori di energia elettrica, i quali avranno la possibilità di raggrupparsi,

¹⁵ https://www.money.it/IMG/pdf/gazzetta_ufficiale_1_marzo_2021.pdf

¹⁶ https://asvis.it/public/asvis2/files/Programmi_eventi/Emendamento_comunita_energetiche__1_.pdf

andando a costituire comunità energetiche rinnovabili oppure diventare autoconsumatori di energia rinnovabile, agendo collettivamente. Nei comma 3 e 4, vengono riportate rispettivamente le condizioni a cui sono soggetti i clienti finali in caso si associno e le prescrizioni a cui fanno riferimento le entità giuridiche nel caso di realizzazione di questo tipo di comunità. Nel comma 5 sono riportate invece delle precisazioni per il cliente finale, mentre nel 6 e nel 7 si fa riferimento agli oneri generali di sistema sull'energia prelevata dalla rete pubblica e all'incentivazione di autoconsumo. Infine, nei commi 8 e 9, vengono individuati i soggetti competenti, i quali permetteranno di adottare la materia attuativa nell'ARERA e nel MISE.

2.2.2 Decreto Ministeriale MISE 16 Settembre 2020

Il Decreto Ministeriale 16 settembre 2020 individua la tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili, inseriti nelle configurazioni per l'autoconsumo collettivo da fonti rinnovabili e nelle comunità di energia rinnovabile. In particolare:

- determina la tariffa incentivante per promuovere l'autoconsumo collettivo e la CER col lo scopo di promuovere la trasformazione energetica ed ecologica del sistema energetico nazionale e portare benefici ambientali, economici e sociali ai cittadini;
- specifica l'ambito di attuazione della disciplina, compreso il potenziamento degli impianti FER, purché la potenza complessiva dell'impianto non superi i 200 kW;
- prescrive le condizioni per l'accumulo di altre misure di incentivazione e scambio in loco;
- determina i vincoli e le modalità relative all'utilizzo dell'energia condivisa generata da impianti fotovoltaici, che possono godere di uno sconto del 110% (art. 119 D.L. 34/2020);
- identifica il GSE come soggetto designato a gestire l'incentivo, fornendo un collegamento con le disposizioni introdotte da ARERA.

2.2.3 Delibera ARERA 318/2020

La Delibera Arera 318/2020 disciplina le modalità e la regolazione economica relative all'energia elettrica oggetto di condivisione in edifici o condomini da parte di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente oppure nell'ambito delle comunità di energia rinnovabile. In particolare:

- identifica un modello di supervisione virtuale che consente il riconoscimento dei benefici generati dal consumo in loco di energia elettrica prodotta localmente, evitando l'implementazione di soluzioni tecniche temporanee, nonché di realizzare nuove reti private

futili, e mantenendo i benefici associati all'autoconsumo degli incentivi espliciti per la realizzazione delle configurazioni separati;

- definisce i requisiti e le procedure per l'accesso ai servizi; il servizio è fornito ai configuratori che hanno raggiunto un accordo con il GSE, ed i loro benefici sono normalmente effettivi dalla data di presentazione della domanda;
- determina una procedura unificata per l'erogazione degli incentivi definiti da MISE e per il rafforzamento dei servizi energetici condivisi;
- definisce che il GSE eroga un contributo per il miglioramento dei servizi energetici condivisi (definiti dall'ARERA) e per le misure incentivanti (Definite dal MISE), che si applicano rispettivamente per le componenti tariffarie UC3¹⁷ e A_{sos}¹⁸.

2.2.4 Regole Tecniche GSE

Sul portale del GSE, il 22 dicembre 2020, sono state pubblicate le regole tecniche da seguire riguardanti l'autoconsumo collettivo e le comunità energetiche. Il ruolo del GSE, oltre a gestire il meccanismo incentivante, prevede:

- la trasmissione di schemi applicativi, schemi contrattuali e regole tecniche per la verifica dell'ARERA, compresi i necessari standard di calcolo, convogliamento ai rappresentanti delle modalità relative alla configurazione che beneficiano di servizi potenziati, condivisione del potere incentivante, nonché contabilizzazione oraria quando necessaria;
- di fornire servizi di assistenza alla pubblica amministrazione
- definisce il metodo per ottenere i dati richiesti dall'operatore di rete per realizzare il servizio, e il singolo acquirente definisce il metodo per fornire i dati anagrafici del cliente finale al GSE nel SII¹⁹
- predisposizione di uno speciale portale informatico interoperabile con il sistema GAUDI²⁰, per ottenere servizi di potenziamento e incentivazione condivisi;
- predisporre la parte del sito web dedicata all'autoconsumo collettivo e alla configurazione del CER. La sua funzione è quella di supportare il riconoscimento delle misure di incentivazione e fornire ai beneficiari le informazioni sulla performance degli input energetici, che vengono condivise ed estratte da ogni componente della configurazione.

¹⁷ Oneri generali di sistema

¹⁸ Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili

¹⁹ Sistema Informativo Integrato

²⁰ Gestione delle Anagrafiche Uniche degli Impianti istituito dalla deliberazione dell'autorità elettrica e il gas ARG/elt 124/10

3. LE COMUNITA' ENERGETICHE

Le comunità energetiche sono un insieme di soggetti, che normalmente non hanno mai avuto a che fare con il mondo energetico, i quali decidono di organizzarsi per rispondere ad una serie di bisogni, non solo di tipo energetico, ma anche di tipo comunitario. Quando si parla di comunità energetiche, queste vengono direttamente collegate alla realizzazione di generatori di energia per la condivisione di energia, ma non è detto che questa energia prodotta vada a favore solo del singolo; la comunità energetica potrebbe decidere di utilizzarla per altri scopi. Proprio per questo motivo nascono le comunità energetiche: sfruttare il mondo energetico per rispondere a delle esigenze individuate da chi ne fa parte.

3.1 Definizione e caratteristiche generali

A livello di istituzionalizzazione, la comunità energetiche vengono introdotte per la prima volta all'interno del "Clean Energy for all Europeans Package" definito dall'Unione Europea, all'interno della Direttiva 2018/2001 (REDII) e della Direttiva 2019/944 (IEM). Sostanzialmente, esse dicono che la comunità si può attivare in tre modalità:

- individualmente: ognuno può scegliere il proprio fornitore, realizzare interventi di efficienza energetica o installare un fotovoltaico;
- collettivamente: prevede la realizzazione di impianti fotovoltaici per soddisfare i consumi energetici dell'edificio o condominio;
- a livello di comunità: realizzazione di interventi che rispondano ai bisogni, che



Figura 12 - Modalità di autoconsumo

Queste direttive però, come descritto all'interno del Capitolo 2, introducono due definizioni diverse di comunità energetiche: infatti l'articolo 22 della Direttiva RED II introduce il concetto di CER, ovvero "*Comunità di Energia Rinnovabile*", mentre la Direttiva 2019 esprime il concetto CEC, cioè di "*Comunità Energetiche dei Cittadini*".

Entrambi i tipi di entità sono caratterizzati dai seguenti elementi concettuali comuni:

- **Governance:** la partecipazione deve essere aperta e volontaria. Nella direttiva sulle energie rinnovabili, la partecipazione ai progetti relativi alle energie rinnovabili è aperta a tutti i

potenziali membri locali sulla base di criteri non discriminatori. Anche la direttiva sul mercato dell'elettricità stabilisce che l'adesione è aperta a tutte le categorie di soggetti. Essa afferma inoltre che i clienti domestici dovrebbero essere autorizzati a partecipare volontariamente alle iniziative comunitarie in materia di energia e a lasciarli, senza perdere l'accesso alla rete gestita dall'iniziativa comunitaria per l'energia;

- *Proprietà e controllo*: entrambe le definizioni enfatizzano la partecipazione e il controllo effettivo da parte dei cittadini, delle autorità locali e delle piccole imprese la cui attività economica primaria non è il settore energetico;
- *Obiettivi*: l'obiettivo principale è generare benefici sociali e ambientali piuttosto che concentrarsi sui profitti finanziari. Le direttive inquadrano le comunità energetiche come attori di tipo non commerciale che utilizzano i proventi delle attività economiche per fornire servizi/benefici ai membri e/o alla comunità locale.

Sia le comunità energetiche dei cittadini che le comunità dell'energia rinnovabile possono svolgere attività analoghe, tra cui generazione, distribuzione, fornitura, aggregazione, consumo, condivisione, stoccaggio di energia e fornitura di servizi connessi all'energia. A seconda dell'attività svolta, devono rispettare gli obblighi e le restrizioni applicabili agli altri operatori di mercato (produttori, fornitori, distributori, aggregatori e altri operatori di mercato) in modo non discriminatorio e proporzionale.

Le comunità energetiche dei cittadini e le comunità delle energie rinnovabili differiscono nei seguenti modi:

	CER	CEC
Ambito di applicazione geografico	Mantiene il legame con l'organizzazione di comunità locali in prossimità di progetti relativi alle energie rinnovabili di proprietà e sviluppo di tale comunità.	Non vincola la comunità alle immediate vicinanze o alla stessa posizione geografica tra la produzione e il consumo.
Attività	Fanno riferimento a tutte le tipologie di energie provenienti da fonti rinnovabili	Operano nel settore dell'elettricità, sia di origine fossile che rinnovabile
Partecipanti	Hanno un numero di membri più limitato e consentono l'adesione solo alle persone fisiche, alle autorità locali e alle micro, piccole e medie	Qualsiasi attore può partecipare a una comunità energetica cittadina, purché i soci o gli azionisti che sono impegnati in attività

	imprese la cui partecipazione non costituisce la loro attività economica primaria	commerciali su larga scala e per i quali il settore energetico costituisce un'area primaria di attività economica non esercitino alcun potere decisionale. Possono partecipare le persone fisiche, le autorità locali e le micro, piccole, medie e grandi imprese
Autonomia	Una CER dovrebbe essere in grado di rimanere autonoma dai singoli membri e da altri attori tradizionali del mercato che partecipano alla comunità come soci o azionisti	La definizione di comunità energetiche dei cittadini non comprende l'autonomia, ma i poteri decisionali dovrebbero essere limitati ai membri o agli azionisti che non sono impegnati in grandi attività commerciali su larga scala e per la quale il settore energetico non costituisce un'area primaria o un'attività economica
Controllo efficace	Possono essere efficacemente controllate da micro, piccole e medie imprese	Escludono le medie e grandi imprese che non siano in grado di esercitare un controllo efficace

Tabella 2 – Differenze tra CER e CEC

All'interno della tesi, vengono prese in considerazione le Comunità di Energia Rinnovabile, cioè un insieme di persone che decidono di unire le forze per dotarsi di impianti per la produzione e la condivisione di energia da fonti rinnovabili, una pratica che in Europa esiste già da un po' e che in Italia è partita solo a marzo 2020 con la fase sperimentale, permessa dal Decreto Milleproroghe, di cui ARERA ad agosto ne ha definito il sistema incentivante, che prevede l'erogazione di incentivi economici, di cui il GSE ne gestisce le modalità di distribuzione; quest'ultimo infine, a dicembre ha attivato il portale dedicato proprio alle comunità energetiche.

Tutti questi passaggi attribuiscono un'identità giuridica alle comunità di energia rinnovabile, definendo i diritti del singolo partecipante, il quale continuerà a scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica e potrà nominare un proprio delegato, appartenente anche ad un'azienda esterna, per la gestione dei flussi con il GSE, ovvero la restituzione delle componenti tariffarie dovute per l'energia condivisa e la tariffa incentivante.

Gli schemi di autoconsumo vengono visti sotto molteplici punti di vista: per esempio sviluppare un'iniziativa locale può agevolare la creazione del consenso sul territorio nello sviluppo di queste comunità, soprattutto se c'è un interesse non solo economico-finanziario, ma anche sociale e ambientale; vi è inoltre il cercare di rendere, in particolare l'utenza domestica, sempre più partecipe al mercato, perché se da un lato bisogna promuovere lo sviluppo delle fonti rinnovabili, allo stesso tempo questo non deve essere visto come un costo per i cittadini, ma come un'opportunità di promozione e accesso al mercato. Un punto fondamentale anche di questi sistemi è il combattere la vulnerabilità e la povertà energetica.

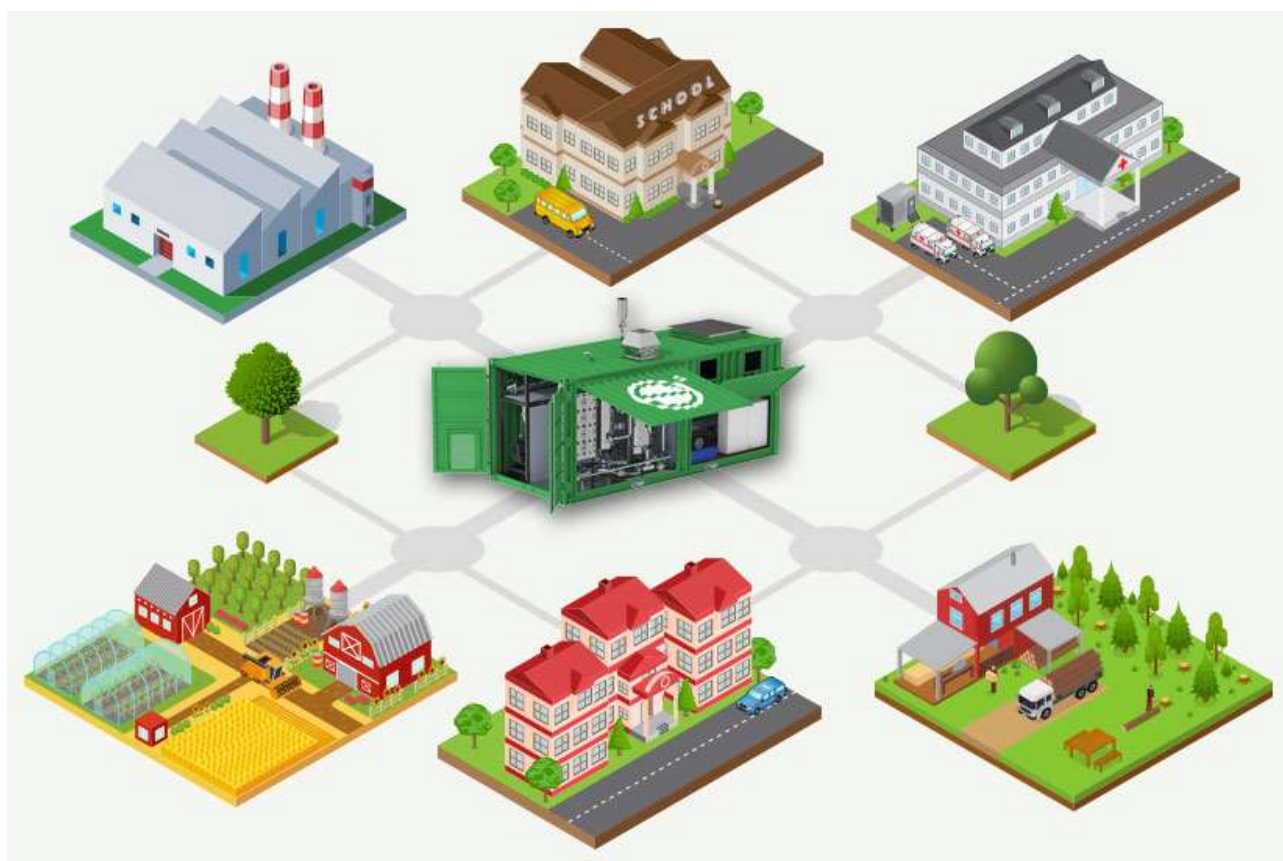


Figura 13 - Schema di comunità energetica - Fonte: sito WEB Reset

Proprio per questo, importante ruolo gioca il cittadino all'interno di queste comunità, che da semplice consumatore, diventa un **prosumer**, cioè viene individuato come un “autoconsumatore di energia rinnovabile” (articolo 2, Direttiva UE 2018/2001) e viene così definito:

“un cliente finale che, operando in propri siti situati entro confini definiti o, se consentito da uno Stato membro, in altri siti, produce energia elettrica rinnovabile per il proprio consumo e può immagazzinare o vendere energia elettrica rinnovabile autoprodotta purché, per un autoconsumatore di energia rinnovabile diverso dai nuclei familiari, tali attività non costituiscano l'attività commerciale o professionale principale”.

Uno degli obiettivi delle comunità infatti, è quello di includere e coinvolgere di più il cittadino, il quale a seconda delle sue possibilità, potrà partecipare alle fasi di decisione, divulgazione, produzione e distribuzione dell'energia. Ogni cittadino, acquistando maggiore consapevolezza sui vari aspetti detti prima, potrà così partecipare al raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica prefissati per il 2030. Proprio per questo si parla di potenziamento (empowerment) e di un ruolo centrale dell'utente finale nel mercato elettrico.

Le finalità principali della creazione di questi nuovi sistemi sono in particolare due:

- Promuovere il processo di decarbonizzazione del sistema economico e territoriale;
- Agevolare la produzione, lo scambio e il consumo di energie generate principalmente da fonti rinnovabili, nonché forme di miglioramento dell'efficienza energetica e di riduzione dei consumi energetici.

Da uno studio condotto da Elemens²¹, il potenziale attuale dei sistemi di autoconsumo da fonti rinnovabili (relativo alle misure ad oggi in vigore) è stimato in circa 11 GW, ma nel caso in cui ci fosse il completo recepimento della Direttiva RED II, questo permetterebbe l'estensione del perimetro delle comunità energetiche e si potrebbero realizzare altri 6 GW in più di comunità.

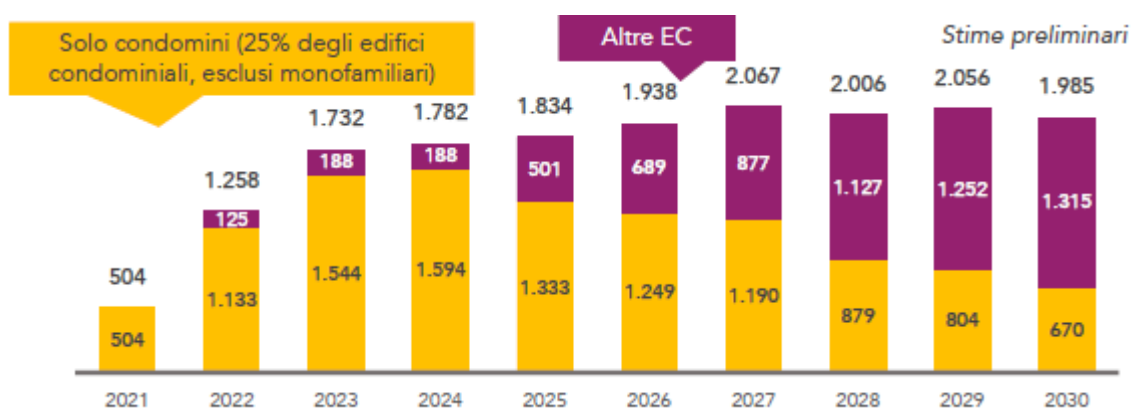


Figura 14 - Dispiegamento del potenziale EC (MW) - escluso autoconsumo individuale – Fonte: Elemens

L'aumento del potenziale permetterebbe di incrementare al 2030 la produzione elettrica da fonti rinnovabili di circa 22,8 TWh, andando a coprire circa il 30% dell'incremento di energia prodotta da fonti rinnovabili prevista dal PNIEC. Le comunità energetiche rappresentano una delle carte vincenti per contribuire al processo di decarbonizzazione.

²¹ Il contributo delle Comunità Energetiche alla decarbonizzazione (2 Dicembre 2020)

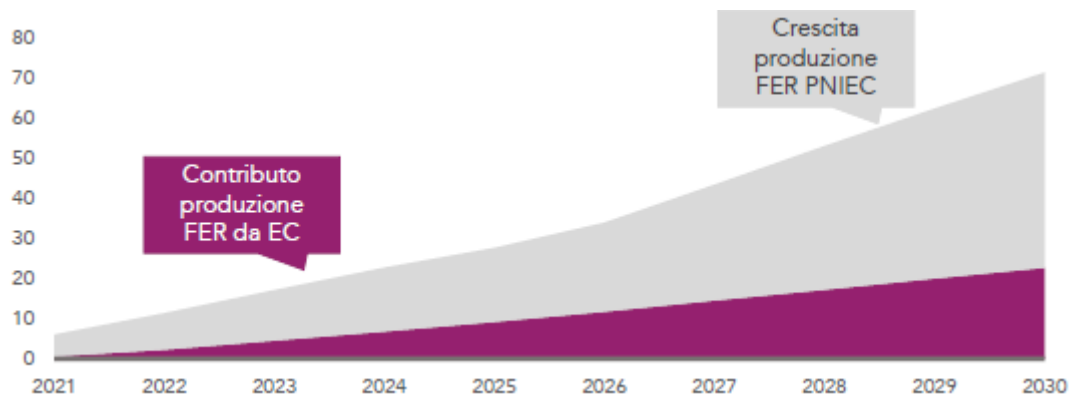


Figura 15 - Contributo della produzione FER da EC* vs traiettoria PNIEC (TWh) – Fonte: Elemens

3.1.1 Configurazioni ammesse: CER e AUC

Le tipologie di configurazioni ammesse per la realizzazione di comunità energetiche dipendenti dalla produzione di energia derivante da fonti rinnovabili sono principalmente due:

- **AUC**, ovvero *Autoconsumatori di Energia Rinnovabile*;
- **CER**, ovvero *Comunità di Energia Rinnovabile*.



Figura 16 - AUC - Fonte: Elemens

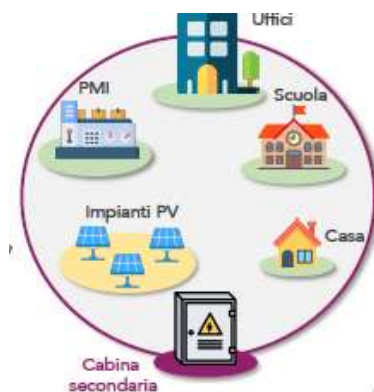


Figura 17 - CER - Fonte: Elemens

Ogni configurazione è caratterizzata in modo diverso (vedi capitolo 4 per le CER e capitolo 5 per gli AUC); una differenza importante è il **punto di prelievo**: infatti per gli AUC, questi hanno come perimetro di riferimento l'**intero edificio o condominio**: i punti di connessione dei clienti finali e/o dei produttori e gli impianti di produzione, inclusi eventuali sistemi di accumulo o colonnine, la cui energia elettrica rilevata ai fini della determinazione dell'energia elettrica condivisa nel gruppo di autoconsumo, devono essere ubicati nell'area afferente al medesimo edificio o condominio. Per quanto riguarda invece le CER, il loro perimetro di riferimento è la **cabina BT/MT**: i punti di connessione dei soggetti membri o azionisti di una comunità di energia rinnovabile e degli impianti

di produzione, devono essere sottesi alla medesima cabina di trasformazione da bassa a media tensione (BT/MT).

I produttori e i clienti finali che rilevano per la configurazione, per gli AUC, non hanno bisogno di sottoscrivere il contratto associativo, possono svolgere come attività commerciale o professionale principale la produzione e lo scambio di energia elettrica; mentre per le CER, non sono membri o azionisti della comunità energetica e possono svolgere come attività professionale principale o commerciale la produzione e lo scambio di energia elettrica (come perimetro di riferimento si prende sempre l'intero edificio o condominio per gli AUC, mentre la cabina BT/MT per le CER).

Per quanto riguarda gli **impianti di produzione**, quelli che possono essere inseriti all'interno di queste configurazioni devono avere le seguenti caratteristiche:

- devono essere impianti alimentati da fonti rinnovabili che sono entrati in servizio tra il 1° marzo 2020 e massimo 60 giorni dopo il recepimento della RED II;
- la potenza di ogni singolo impianto deve essere minore o uguale a 200 kW;
- devono essere impianti inseriti all'interno di edifici di nuova costruzione oppure è possibile effettuare un potenziamento degli impianti esistenti.

Gli impianti di produzione possono essere o di proprietà di membri o azionisti della comunità oppure di soggetti terzi. Possono esserci situazioni dove proprietari di impianti utilizzino l'energia prodotta per il proprio autoconsumo e cedano le loro eccedenze alla comunità.

Nonostante il pieno recepimento delle Direttive RED II e la Direttiva Mercato (IEM), ci sono dei punti ancora aperti per il 2021 e questi sono:

- il perimetro delle comunità: si sta cercando di estendere il perimetro delle comunità (edificio per AUC, mentre cabina secondaria di BT per CER) in modo da consentire di includere categorie oggi non raggiungibili;
- la taglia degli impianti: l'attuale sperimentazione prevede che la taglia degli impianti non superi i 200 kW, anche se questo non è previsto all'interno delle Direttive; se questo limite fosse tolto, consentirebbe l'allargamento del perimetro e uno sfruttamento migliore dell'economia di scala degli impianti;
- sostenibilità economica: gli incentivi che vengono erogati devono valorizzare la diffusione delle comunità energetiche, quindi bisognerebbe prevedere dei percorsi che vadano a premiare le iniziative più efficienti e che tengano conto della riduzione progressiva dei costi della tecnologia.

3.1.2 Costruzione di una comunità energetica

Quando si vuole costruire una CER si possono immaginare cinque macro fasi:



Figura 18 – Ciclo di costruzione di una CER

La prima fase è la progettazione: questa consiste all’inizio in una raccolta di dati e profilatura dei consumi energetici (anche con meter) di tutti gli utenti che parteciperanno alla creazione della comunità. Sarebbe opportuno creare una matrice valutativa di tutti i dati ritenuti rilevanti a livello sociale, tecnico, economico, ambientale e amministrativo, e scelti dei criteri, che permettano di andare ad individuare lo schema più opportuno da realizzare per la costituzione della comunità.

Criteri Sociali	Criteri tecnici	Criteri economici	Criteri ambientali	Criteri amministrativi
• Età abitanti/ fruitori • Numero utenti • Genere • Fascia di reddito • Proprietà pubblica o privata • Composizione familiare • Occupazione/dis occupazione	• Potenza attuale • Potenza prevista • Efficienza attuale • Efficienza prevista • Incremento di efficienza • Vita tecnica dell’impianto • Difficoltà installazione	• Costo iniziale di investimento • Incentivi pubblici • Risparmio sul costo di investimento iniziale • Spese con impianto attuale • Spese con impianto previsto • Risparmio sulle spese • Tempo di ritorno dell’investimento • Risparmio sul costo totale dell’investimento	• Risparmio di energia primaria • Riduzione globale di emissioni di CO₂ • Riduzione locale emissioni di CO₂ • Utilizzo del suolo • Vincoli ambientali	• Interesse dell’amministrazione pubblica • Opportunità amministrative

Figura 19 – Criteri di valutazione per la progettazione della comunità

Dopodiché, si passa all’individuazione dei possibili interventi (per esempio la sostituzione o la creazione di un impianto) per gli impianti FER e all’individuazione delle possibili configurazioni che può assumere la CER, sempre finalizzata alla massimizzazione dell’autoconsumo, tenendo conto di eventuali vincoli ambientali, sociali, economici, tecnici e amministrativi fino ad arrivare ad una sensibilizzazione del cittadino, cioè spiegare agli eventuali partecipanti cosa si sta andando a

realizzare, in modo da creare consapevolezza nell'utente e favorire l'installazione di impianti rinnovabili.

La seconda fase è rappresentata dalla governance della comunità, cioè scegliere il tipo di soggetto giuridico in primis, poi scrivere uno statuto e scegliere una piattaforma di gestione. Deve essere redatto un regolamento che definisca la ripartizione dei benefici fra i soci, i quali possono essere pubblici e privati, oppure solo privati e devono crearsi delle sinergie e collaborazioni tra le comunità e il sistema economico locale. Inoltre, bisogna individuare dei modelli di business che siano compatibili con gli Enti locali. Il modello di governance deve essere impostato in modo che le comunità abbiano un funzionamento democratico, siano governate in maggioranza dai soci e sia vietato il controllo o l'egemonia di singoli soci o di soggetti esterni.

Si passa poi alla fase di realizzazione: in questa fase c'è la possibilità di attivare una filiera locale costituita da vari attori (progettisti, impiantisti, installatori, ecc.), ovvero si assiste alla creazione di posti di lavoro mantenendo sul posto la capacità di realizzare. Gli impianti che vengono realizzati devono essere fatti secondo specifiche tecniche, le quali ne garantiscano l'interoperabilità, l'interfacciabilità e la gestione. È importante inoltre, che tutti questi impianti siano poi gestiti da una piattaforma IoT digitale: si sta creando ad oggi un vero e proprio mercato di tutte queste tecnologie, ognuna predisposta per soddisfare determinate esigenze e gestire determinati ambiti.

Anche la fase di management deve essere gestita tramite una piattaforma digitale; l'utilizzo di questa piattaforma deve prevedere diverse cose, tra cui la massimizzazione dell'autoconsumo di energia, la gestione dei flussi energetici, ma soprattutto l'allocazione dei ritorni economici fra i partner della CER (il GSE eroga i contributi al referente e poi quest'ultimo li distribuisce); la distribuzione dei contributi deve avvenire secondo criteri definiti dal regolamento e premiando i comportamenti virtuosi. Proprio per questo è importante monitorare in tempo reale il funzionamento dei vari impianti.

Infine la fase di replicazione: lo scopo di questi passaggi è proprio quella di andare a configurare un processo (partendo dalle esperienze delle Smart Community/Energy community) che possa permettere di transitare, attraverso la valutazione di questi diversi aspetti, in un contesto più ampio.

3.2 Aspetti economici e sociali delle comunità

3.2.1 I benefici

I sistemi di autoconsumo hanno alla base la condivisione dell'energia elettrica; il valore di questa condivisione può essere letto secondo diversi punti di vista e porta effetti positivi non solo per i membri delle comunità stesse, ma per le intere regioni interessate al fenomeno. I benefici che derivano dalla creazione di una comunità energetica possono essere di tre tipi:

- *benefici economici*: per esempio il risparmio sulla bolletta, infatti più energia si autoconsuma più si riducono i costi delle componenti variabili della bolletta, inoltre viene aggiunta anche la valorizzazione dell'energia che viene prodotta tramite l'impianto fotovoltaico, attraverso i meccanismi incentivanti; oppure tra i benefici economici, ci sono anche le varie agevolazioni fiscali riguardanti i costi del fotovoltaico;
- *benefici ambientali*: in particolare la riduzione delle emissioni di CO₂; i progetti di energia rinnovabile di proprietà della comunità riducono significativamente le emissioni di carbonio sostituendo i combustibili fossili. La metà di tutti i cittadini dell'Unione europea potrebbe produrre la propria elettricità entro il 2050, soddisfacendo il 45% della domanda energetica dell'UE. Ciò rappresenterebbe un massiccio allontanamento dai combustibili inquinanti che producono CO₂ e ristabilizzare il clima. Quando i cittadini sono coinvolti nella transizione energetica, il sostegno alle energie rinnovabili aumenta nel complesso e la transizione può procedere più velocemente. Si ha inoltre una diminuzione dei consumi energetici: molti progetti energetici comunitari mirano a ridurre la quantità di energia utilizzata, attraverso il passaggio alle energie rinnovabili. I membri dei progetti energetici comunitari hanno il potere di ridurre il loro consumo di energia, attraverso programmi di sensibilizzazione e investimenti nel risparmio energetico.
- *benefici sociali*: in particolare si cerca di contrastare la povertà energetica; molti progetti riguardanti le comunità energetiche forniscono un'indennità di elettricità a basso costo alle persone coinvolte. Nel Regno Unito per esempio, molte persone che non potevano permettersi le bollette energetiche sono state assegnate a tariffe meno costose ("pay-as-you go")²². Grazie al progetto della comunità Brixton Solar²³, ai residenti locali è stata invece fornita una quantità di elettricità gratuita, generata dai pannelli solari sui loro tetti. Il progetto prevede anche seminari "draft buster" per aiutare le persone a ridurre i consumi energetici e le bollette.

²² Progetto di comunità energetica (energia solare) ad Edimburgo Fonte: Edinburgh Solar/E4All

²³ Progetto di comunità energetica (energia solare) ad Edimburgo Fonte: Edinburgh Solar/E4All

Nello schema successivo sono riportati tutti i principali benefici che caratterizzano le comunità energetiche:

Benefici Economici

- Riduzione dei costi in bolletta grazie ad un incentivo corrisposto dallo Stato alla comunità in funzione dell'energia autoprodotta e condivisa all'interno della comunità stessa;
- Aumento del valore degli immobili;
- I partecipanti mantengono i loro diritti come clienti finali, compreso quello di scegliere il proprio fornitore ed uscire dalla comunità quando lo desiderano. La partecipazione è aperta a tutti gli utenti sotto la stessa cabina elettrica, compresi quelli appartenenti a famiglie a basso reddito o vulnerabili.

Benefici Ambientali

- Collabora al raggiungimento degli obiettivi di produzione da fonti rinnovabili;
- Permette di ridurre le emissioni di CO₂ per produrre energia elettrica;
- Riduce la dipendenza energetica da fonti fossili di importazione.

Benefici Sociali

- Autoproduzione e condivisione dell'energia tra i membri della comunità
- Creazione di aggregazione e sviluppo a livello locale;
- Adozione di politiche di sostegno dei più svantaggiati, a costo zero, all'interno della stessa comunità energetica
- Contrasto alla "povertà energetica", ovvero l'eccessiva distrazione di risorse del proprio reddito per far fronte alle bollette energetiche.

Figura 20 - Principali benefici derivanti dalle comunità energetiche

3.2.2 Gli incentivi

Per consentire di quantificare i benefici economici apportati alla rete da AUC e CER, ARERA introduce le seguenti definizioni (articolo 1, allegato A, Delibera 318/2020):

- *energia elettrica effettivamente immessa*: quantità di energia che viene effettivamente immessa nella rete, senza il conteggio delle perdite;
- *energia elettrica prelevata*: quantità di energia che ogni utenza partecipante alla comunità preleva dalla rete;
- *energia elettrica condivisa per l'autoconsumo* (o, più semplicemente, energia elettrica condivisa): è, in ogni ora, il minimo tra la somma dell'energia elettrica effettivamente immessa e la somma dell'energia elettrica prelevata per il tramite dei punti di connessione che rilevano ai fini di un gruppo di autoconsumatori di energia rinnovabile che agiscono collettivamente o di una comunità di energia rinnovabile.

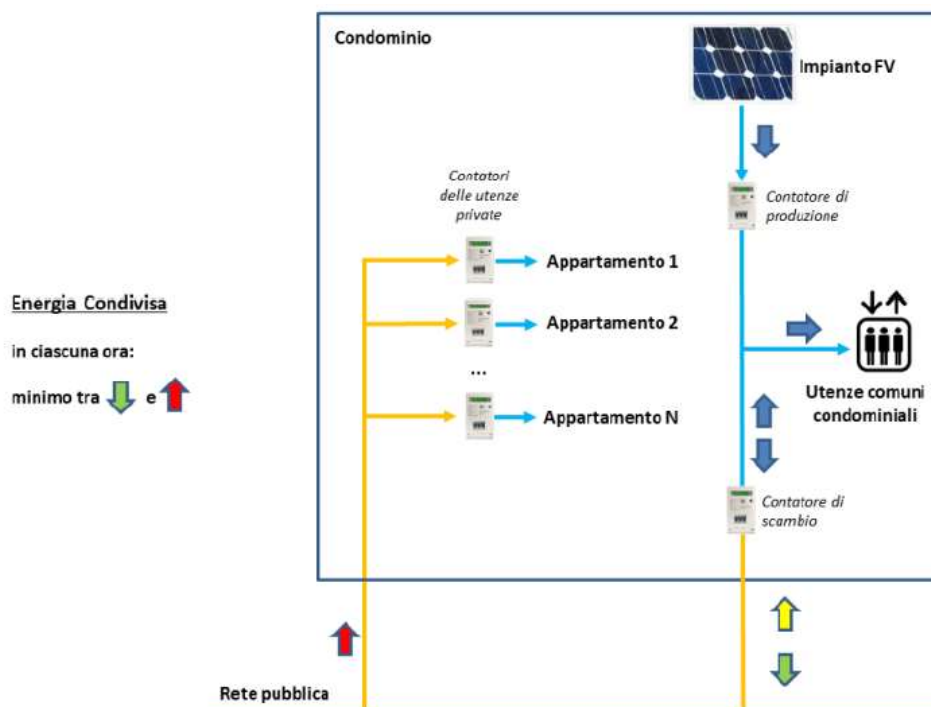


Figura 21 - Flussi energetici di uno schema di autoconsumo collettivo - Fonte: RSE

Nella figura 20 sono riportati i flussi energetici di uno schema di autoconsumo collettivo: le frecce blu indicano l'energia prodotta dall'impianto e autoconsumata; la freccia gialla invece indica l'energia condivisa, la quale è rappresentata dal minimo tra la freccia verde che rappresenta l'energia immessa in rete e la freccia rossa che rappresenta quella prelevata.

Come riportato dall'articolo 7 dell'allegato A, Delibera 318/2020, il contributo che viene erogato da ARERA per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}) è composto dalla somma di due componenti: Corrispettivo Unitario (CU) di autoconsumo mensile e un coefficiente per le perdite di rete evitate, entrambi moltiplicati per la quantità di energia elettrica condivisa. È importante ricordare però, che nel caso di CER, ARERA conteggia solo il contributo relativo al Corrispettivo Unitario.

La formula attraverso la quale viene valutato il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}), espresso in €, è la seguente:

$$C_{AC} = CU_{Af,m} * E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} * C_{PR,i} * P_z)_h$$

Con:

- E_{AC} : energia elettrica condivisa
- $CU_{Af,m}$: corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile
- $C_{PR,i}$: coefficiente delle perdite evitate
- P_z : prezzo zonale orario

- i: livello di tensione
- h: ora di riferimento

Il corrispettivo unitario di autoconsumo forfetario mensile ($CU_{Af,m}$), espresso in c€/kWh, è pari alla somma algebrica, arrotondata alla terza cifra decimale secondo il criterio commerciale, delle parti unitarie variabili, espresse in c€/kWh, della tariffa di trasmissione ($TRAS_E^{24}$) definita per le utenze in bassa tensione (pari, per l'anno 2020, a 0,761 c€/kWh) e del valore più elevato della componente variabile di distribuzione definita per le utenze per altri usi in bassa tensione (BTAU) vigenti nel mese m-esimo (pari, per l'anno 2020, a 0,061 c€/kWh nel caso di potenza disponibile fino a 16,5 kW e a 0,059 c€/kWh nel caso di potenza disponibile superiore a 16,5 kW).

Il coefficiente delle perdite di rete evitate (C_{PR}) è pari a:

- 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione.

L'altro contributo erogato sempre sull'energia condivisa è quello dato dal MISE, il quale prevede 100 €/MWh per gli schemi di autoconsumo collettivo e 110 €/MWh per le CER, e viene erogato per un periodo di 20 anni, al fine di consentirne la remuneratività degli investimenti effettuati per la realizzazione e partecipazione alla comunità.

I contributi quindi sono così differenziati:

	AUC	CER
Corrispettivo Unitario (Delibera ARERA)	Tariffa di trasmissione in BT (7,61€/MWh per il 2020)	Tariffa di trasmissione in BT (7,61 €/MWh per il 2020)
	Valore massimo componente variabile di distribuzione BT-AU	Valore massimo componente variabile di distribuzione BT-AU
	Perdite di rete (circa 1,3 €/MWh in BT e circa 0,6 €/MWh in MT)	/
Tariffa Premio (DM MISE)	100 €/MWh	110 €/MWh

Tabella 3 - Corrispettivo Unitario (Delibera ARERA) e Tariffa Premio (DM MISE)

²⁴ La tariffa TRAS, copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale. È applicata a tutti i clienti finali, ad eccezione delle utenze domestiche in bassa tensione. La tariffa TRAS è composta da una componente espressa in centesimi di euro/kWh ($TRAS_E$) e da una componente espressa in centesimi di euro/kW di potenza impegnata ($TRAS_P$), quest'ultima applicata alle sole utenze in alta o altissima tensione. La tariffa TRAS è aggiornata annualmente dall'Autorità entro il 30 novembre dell'anno precedente a quello di efficacia.

A questi contributi vanno aggiunti anche:

- la remunerazione dell'energia immessa in rete a Prezzo Zonale Orario²⁵, che si potrebbe assumere pari a circa 50 €/MWh (a causa del lockdown la media nei primi mesi del 2020 si è abbassata a 35 €/MWh ma si sta riallineando ai valori del 2019);
- l'accesso a un sistema di detrazioni fiscali per i partecipanti agli schemi.

E' importante quindi valutare anche le diverse possibilità di incentivazione; tra le principali ci sono:

- *Superbonus 110%*: misura di incentivazione introdotta dal DL “Rilancio” 19 maggio 2020, n.34, con lo scopo di rendere più efficienti e sicure le abitazioni. Per poter applicare questo incentivo, è necessario realizzare almeno uno degli interventi “trainanti”; dopo di che, il beneficiario può decidere di effettuare degli interventi “trainati” (tra i quali rientra l'installazione di impianti fotovoltaici). L'insieme di questi interventi deve portare ad un miglioramento di almeno due classi energetiche dell'edificio o dell'unità immobiliare.
- *Detrazioni al 50%*: confermato dalla Legge di Bilancio 2021, questo incentivo prevede la detrazione fiscale del 50% su lavori di manutenzione ordinaria e straordinaria, fino ad un limite massimo di 96.000 euro, su condomini o edifici singoli. I lavori ai quali è possibile applicare l'incentivo riguardano il recupero del patrimonio edilizio, la riqualificazione energetica (per esempio l'installazione di impianti fotovoltaici), recupero o restauri di facciate.
- *Scambio sul posto*: è un meccanismo che permette di valorizzare tutta l'energia che viene immessa dall'utente nella rete elettrica, nel caso in cui l'energia prodotta dal proprio impianto fotovoltaico sia superiore al fabbisogno e quindi non consumata immediatamente; l'energia immessa viene contabilizzata da dei contatori e il GSE ne determina un credito in denaro, il cosiddetto contributo di scambio sul posto.

Nello schema successivo è possibile osservare quali incentivi sono cumulabili con i sistemi relativi all'autoconsumo collettivo:

²⁵ il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora nella quale l'energia viene immessa in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto

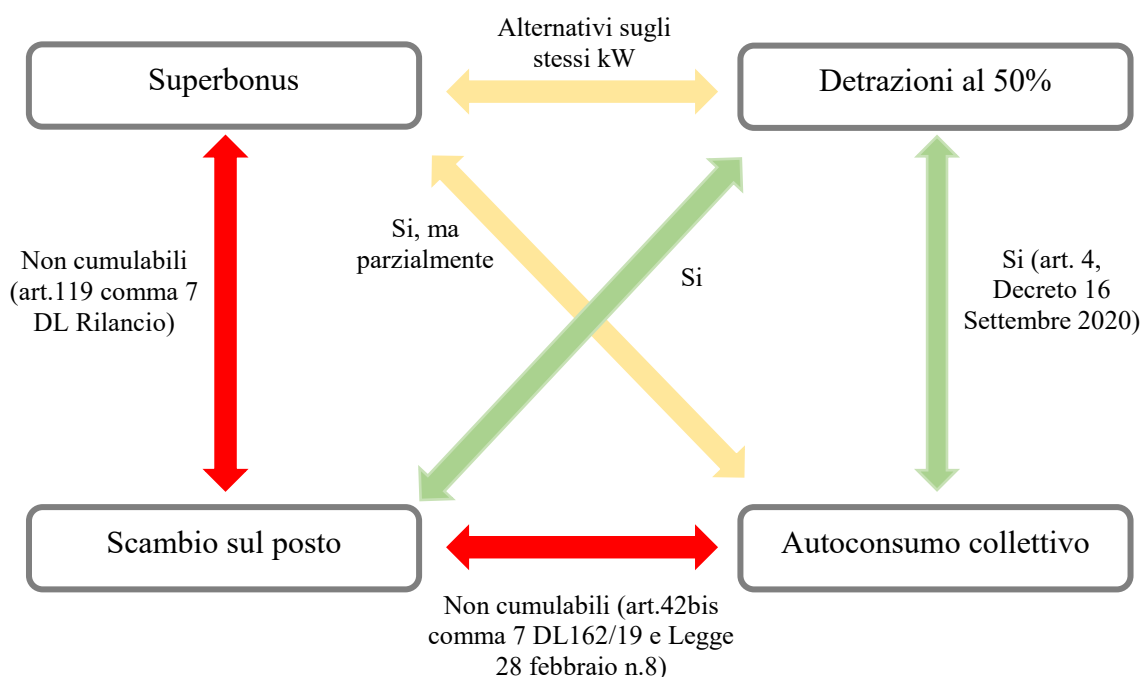


Figura 22 - Cumulabilità tra incentivi e autoconsumo collettivo

Dallo schema riportato si deduce che, facendo riferimento alla realizzazione di un impianto fotovoltaico, il superbonus e la detrazione al 50% sono alternativi sugli stessi kW, cioè fino a 20 kW di potenza possono essere incentivati con il Superbonus, da 20 kW in poi si può accedere invece alla detrazione del 50%, però chiaramente le due forme di incentivazione sugli stessi kW non sono cumulabili.

Superbonus e scambio sul posto non sono cumulabili (come riportato all'interno del Decreto Legislativo Rilancio, art.119, comma7), perché il Superbonus ha un vincolo, cioè non prevede la cessione al GSE dell'energia elettrica immessa in rete; non sono cumulabili neanche lo scambio sul posto con l'autoconsumo collettivo, perché queste due forme sono alternative: nel momento in cui viene richiesta la configurazione di autoconsumo collettivo o comunità energetiche, non è possibile allo stesso modo sullo stesso impianto accedere agli incentivi dello scambio sul posto.

L'autoconsumo collettivo però è cumulabile con la detrazione al 50%: si può quindi accedere alla detrazione delle spese al 50% per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico e nello stesso momento, configurarsi come autoconsumo collettivo.

L'autoconsumo collettivo è anche cumulabile con il Superbonus, ma solo parzialmente, nel senso che qualora si accedesse al superbonus per le detrazioni fiscali, è possibile comunque per quell'edificio configurarsi come autoconsumo collettivo, ma non viene considerato il discorso relativo alla "tariffa premio". In questo caso, il professionista deve valutare la migliore situazione economica.

4. CER: LE COMUNITA' DI ENERGIA RINNOVABILE

4.1 Caratteristiche della configurazione

Le comunità di energia rinnovabile sono una delle possibili configurazioni ammesse dalla Direttiva RED II e vengono definite dall'articolo 2 della medesima Direttiva come un soggetto giuridico:

- “a) che, conformemente al diritto nazionale applicabile, si basa sulla partecipazione aperta e volontaria, è autonomo ed è effettivamente controllato da azionisti o membri che sono situati nelle vicinanze degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili che appartengono e sono sviluppati dal soggetto giuridico in questione;*
- b) i cui azionisti o membri sono persone fisiche, PMI o autorità locali, comprese le amministrazioni comunali;*
- c) il cui obiettivo principale è fornire benefici ambientali, economici o sociali a livello di comunità ai suoi azionisti o membri o alle aree locali in cui opera, piuttosto che profitti finanziari;”*

La configurazione deve presentare le seguenti caratteristiche:

- **almeno due clienti finali e uno o più produttori;**
- **azionisti/membri** della comunità avente atto costitutivo /statuto con determinati **requisiti/ contenuti minimi;**
- la partecipazione alla CER **non deve costituire l'attività commerciale e/o industriale principale;**
- **deve aver conferito mandato ad un soggetto referente (comunità);**
- i soggetti partecipanti alle comunità devono **produrre energia attraverso impianti alimentati tramite fonti rinnovabili**, di potenza complessiva, **non superiore a 200 kW**, entrati in esercizio dopo il 1° marzo 2020 ed entro sessanta giorni successivi alla data di recepimento della Direttiva UE 2018/2001;

Gli impianti di produzione possono essere o di proprietà di membri o azionisti della comunità oppure di soggetti terzi. E' importante, quindi, distinguere la differenza tra il proprietario degli impianti di produzione e il detentore dei medesimi impianti: il proprietario degli impianti (che può essere anche la comunità energetica stessa) è colui che ha piena disponibilità dell'impianto sulla base di un titolo giuridico anche diverso dalla proprietà, mentre il detentore è colui il quale è responsabile dell'esercizio dell'impianto, come viene riportato all'interno delle certificazioni necessarie per l'esercizio dello stesso.

Per quanto riguarda invece gli aspetti giuridici legati alla configurazione, è stato previsto che il referente della comunità sia la stessa comunità, in quanto essa viene riconosciuta come un soggetto giuridico che detiene gli impianti di produzione. Inoltre la forma giuridica che la comunità può assumere può essere una cooperativa a mutualità prevalente o una cooperativa non a mutualità prevalente, cooperativa benefit, consorzi, partenariati, organizzazioni senza scopo di lucro; la veridicità della forma assunta dalla comunità verrà poi verificata dal GSE.

Ci sono questioni aperte anche sul perimetro relativo alla comunità: come riportato nel capitolo 3, il punto di prelievo per le comunità di energia rinnovabile è circoscritto alla cabina secondaria; è stato previsto che questo perimetro venga definito in maniera convenzionale, individuato dai gestori della rete, i quali provvederanno a pubblicarlo sul proprio sito internet, e reso inalterato in modo da tutelare tutti i clienti finali e/o produttori che partecipano alla comunità energetiche.

Ogni cliente partecipante alla configurazione mantiene i suoi diritti di cliente finale, cioè può scegliere il proprio venditore e decidere di uscire dalla configurazione in qualsiasi momento, saldando sempre eventuali corrispettivi concordati.

4.2 Esempi di CER in Europa

I paesi europei con la maggior parte delle comunità energetiche sono il Nord Europa, in particolare Danimarca, Belgio, Paesi Bassi e Svezia. Altri due paesi con grandi comunità energetiche sono la Germania e il Regno Unito. Nei paesi del Mediterraneo, questo numero è basso, ma sembra essere aumentato negli ultimi anni. La maggior parte delle comunità energetiche in Europa si basa sull'uso dell'energia eolica, e molte di esse affiancano a questa, pannelli solari fotovoltaici, che raramente sono organizzati in grandi parchi solari, ma per la maggior parte sono distribuiti sui tetti delle case di piccole dimensioni e sulle fabbriche. Ci sono anche piccole centrali idroelettriche, le quali sono tecnologie sviluppate negli ultimi anni che utilizzano la biomassa per produrre elettricità e calore. La forma giuridica più diffusa è quella della cooperativa energetica, molto spesso affiancata da aziende multi-utilities locali.

Tra le principali comunità di energia rinnovabile in Europa, ci sono:

<i>Nome</i>	<i>Paese e anno di fondazione</i>	<i>Territorio/scala</i>	<i>Tecnologia e Potenza</i>	<i>Struttura Legale</i>
<i>Middelgrunden Wind Farm</i>	Danimarca, 2001	Urbano, larga scala	20 turbine eoliche (40 MW complessivi)	50 % cooperativa e 50 % società pubblica
<i>Hvide Sande Wind Farm</i>	Danimarca, 2012	Rurale, piccola scala (comune di 3000 abitanti)	3 turbine eoliche (9 MW complessivi)	20% Cooperativa e 80% Fondazione
<i>Wiltshire Wildlife Community Energy</i>	Regno Unito, 2012	Rurale, scala regionale	3 impianti fotovoltaici e due parchi solari (10.1 MW complessivi)	Cooperativa posseduta al 20% da un ente no profit
<i>Courant d’Air</i>	Belgio, 2009	Rurale, scala subregionale	3 turbine eoliche e due impianti fotovoltaici su tetto (7.04 MW complessivi)	Cooperativa
<i>Energetica</i>	Spagna, 2014	Rurale, scala subregionale	Miniidroelettrico (1MW)	Cooperativa
<i>Bioenergy Village Jühnde</i>	Germania, 2005	Rurale, piccolo villaggio	Co-generatore a biogas (700 KW) e centrale a biomassa legnosa (550 KW)	Cooperativa
<i>Brixton Energy</i>	Regno Unito, 2012	Urbano, piccola scala (quartiere)	Tre impianti fotovoltaici su tetti (132 KW)	Cooperativa

Tabella 4 – Principali comunità di energia rinnovabile in Europa

➤ *Bioenergy Village Jühnde, Germany – anno 2004*

Il villaggio di Jühnde è il primo villaggio bioenergetico della Germania, ha 800 abitanti e si trova nella parte meridionale della Bassa Sassonia. L'idea del modello di Jühnde è un completo passaggio dalle fonti di energia fossile alla biomassa rinnovabile dall'agricoltura locale e dalla silvicoltura per l'intero villaggio. Jühnde è stato selezionato in un approccio graduale sulla base di criteri di economia, infrastrutture, natura e società. Per la pianificazione del progetto e per l'acquisizione dei necessari sussidi agli investimenti, il villaggio fondò una cooperativa. Più del 70 % degli abitanti sono membri della cooperativa e ha pagato una tassa di minimo 1.500 € per ottenere i diritti di voto e hanno investito denaro per il collegamento delle loro case al teleriscaldamento.

L'impianto energetico si compone di tre elementi principali:

- a) un impianto di produzione di biogas per il cofinanziamento di effluente liquido e l'insilamento di diverse colture energetiche;
- b) una caldaia alimentata con cippato regionale
- c) Una rete di teleriscaldamento per 145 case.

La rete di teleriscaldamento ha una lunghezza di 5.500 m che viene gestita con acqua calda a 85°C. La rete di riscaldamento invece è direttamente accoppiato con il sistema di riscaldamento interno di ogni edificio e l'acqua calda per il bagno e la cucina viene prodotta tramite uno scambiatore di calore. L'elettricità è completamente immessa nella rete pubblica del servizio pubblico locale. L'impianto di bioenergia si trova ai margini del villaggio, a breve distanza dagli edifici residenziali.

➤ *Middelgrunden Wind Farm - Offshore Wind Farm outside the Harbour of Copenhagen (Danimarca)*

È stato sviluppato nel 2000 a soli 3,5 km dal porto di Copenhagen. È caratterizzato da 20 turbine eoliche da 2 MW di potenza localizzate a 3 km dal porto di Copenhagen per un totale di 40 MW di potenza installata. La produzione annua è pari a circa 44 GWh coprendo circa il 4% del fabbisogno dell'energia della città di Copenhagen. Il 50% del parco eolico di Middelgrundens è di proprietà dell'utility locale detenuta dalla città di Copenhagen, e il restante 50% è detenuto dai membri del Middelgrundens Vindmollelaug I/S. Il Middelgrundens Vindmollelaug I/S è una corporazione di cittadini in nome collettivo, di cui ogni membro detiene una quota diversa. All'inizio del progetto, solo i residenti comunali di Copenhagen potevano essere membri della partnership, ma ora è aperta a chiunque possa partecipare. I privati sono attratti a investire nel parco eolico di Middelgrundens da un basso rischio personale poiché la partnership non può contrarre debiti. Inoltre, ogni membro ha un voto nelle decisioni importanti indipendentemente dall'ammontare delle azioni possedute. Il parco eolico di Middelgrundens in Danimarca è un esempio di buona pratica per un progetto energetico di proprietà comunitaria su larga scala.

➤ *Hvide Sande Wind Farm (Danimarca)*

Il parco eolico a Hvide Sande è un altro esempio di best practice in Danimarca. Lì, la generazione di energia della comunità avvantaggia non solo gli individui che detengono azioni, ma la comunità in totale. I benefici del progetto derivano dal turismo, dal porto, e nel momento in cui il progetto viene ripagato anche dallo sviluppo locale. All'interno del piccolo villaggio di pescatori danese Hvide Sande, nel 2010 sono state installate tre turbine eoliche, ognuna con una potenza di 3 MW, le quali garantiscono una generazione di circa 45000 MWh all'anno, il tutto sotto la direzione di diversi sindacati, industrie e servizi pubblici locali che hanno costruito una fondazione della comunità

locale, ovvero la "Hvide Sande Community Foundation" (HSCF). L'alto interesse comune nella comunità ha permesso la realizzazione del progetto, sebbene i parchi eolici offshore siano solitamente soggetti a rigide restrizioni di pianificazione. L'80% del parco eolico è detenuto dalla fondazione comunitaria, il restante 20% dalla società da investitori privati.

➤ *Wiltshire Wildlife Community Energy (Regno Unito)*

Wiltshire Wildlife Community Energy (WWCE) è un progetto nato nel 2012. La sua fondazione è la "Community Interest Association", che è una cooperativa operata a beneficio della comunità locale e dei suoi membri. Ogni anno, dopo il pagamento ai membri, l'80% dei fondi rimanenti affluisce a progetti locali attraverso il WWCE Charity Fund, mentre il 20% viene versato alla Wiltshire Wildlife Foundation senza scopo di lucro che partecipa ai fondi del progetto. La "Wiltshire Wildlife Foundation" è un'organizzazione senza scopo di lucro che opera dal 1962 per aumentare il rispetto per l'ambiente e la sostenibilità dei residenti locali. La comunità energetica produce energia da due parchi solari e tre piccole fabbriche installate sui tetti degli edifici. Il primo parco solare è il parco solare di Chelworth, ovvero una centrale fotovoltaica da 1 MW installata a terra vicino al villaggio di Crickdale, il secondo, è quello di Braydon Manor che inizialmente prevedeva una potenza di 5 MW, e poi ampliato a 9,1 MW, in seguito a modifiche dei regolamenti governativi. La produzione annua complessiva è di 5,44 GWh. La particolarità del progetto è l'attenzione all'ambiente infatti il terreno sottostante le schiere di pannelli che caratterizzano i parchi solari sono mantenuti verdi e gestiti naturalmente prevedendo il pascolo anziché lo sfalcio meccanico.

➤ *Courant d'Air (Belgio)*

Courant d'Air è una cooperativa di cittadini di energia rinnovabile riconosciuta come impresa dell'economia sociale attiva nel Belgio orientale. Nata nel 2009, la cooperativa conta all'inizio del 2021 2.800 soci e un organico di 6 dipendenti. Gestisce progetti di produzione di energia rinnovabile con una produzione di energia elettrica di circa 30.000 MWh/anno. Grazie alle competenze acquisite, la cooperativa informa ed educa cittadini e comuni sui temi energetici, tra cui l'eolico in particolare, ma anche l'uso razionale dell'energia. Nelle scuole è coinvolta nel progetto "Generazione Zero Watt". In conformità con la Carta REScoop, Courant d'Air applica i principi della cooperazione universale, si impegna per una transizione energetica democratica nelle mani degli attori locali e persegue missioni nell'interesse comune. La cooperativa è composta da 3 turbine eoliche, ognuna da 2,3 MW di potenza e da due impianti fotovoltaici, realizzati sui tetti, uno a Waimes da 24 kW, l'altro a Welkenraedt da 120 kW. La produzione annua di energia è di circa 13.5 GWh.

➤ *Energetica (Spagna)*

La Cooperativa Energetica nasce nel maggio del 2014 e riunisce oggi 1305 soci con l'obiettivo comune di consumare solo il 100% delle energie rinnovabili, senza dipendere da grandi compagnie elettriche, recuperando la sovranità energetica. Attualmente, la cooperativa è composta da una mini centrale idroelettrica a Valteina, la quale è stata acquistata senza finanziamenti bancari o di altro tipo, ma tramite i soci che hanno contribuito volontariamente al capitale necessario per l'acquisizione. La potenza è di 1 MW (2 turbine da 0,5 MW ciascuna) e fornisce una produzione annua di 1400000 kWh, coprendo il fabbisogno di circa 600 abitazioni.

➤ *Brixton Energy (Regno Unito)*

Brixton Energy è un programma cooperativo senza scopo di lucro che mira a produrre energia rinnovabile da pannelli solari fotovoltaici situati nella zona sud di Londra di Brixton. È un esempio della cosiddetta REscoop (Cooperativa Energie Rinnovabili). Questo piano ha portato alla creazione di tutti i progetti di energia rinnovabile in cooperazione, chiamati Brixton Energy Solar 1 (37 kW di potenza), Solar 2 (45 kW) e Solar 3 (50 kW). Per ogni progetto è stata creata una società cooperativa a responsabilità limitata di proprietà di investitori (cittadini). Parte dei profitti del progetto solare viene investita nel fondo comunitario per l'efficienza energetica (CEEF). Il fondo è utilizzato per migliorare l'efficienza energetica degli asset immobiliari londinesi. Attraverso i loro progetti, si rivolgono alle famiglie che ne hanno più bisogno, come negli alloggi sociali dove la povertà energetica è un vero problema. Per ogni nuovo progetto, viene condotta una nuova vendita di azioni per raccogliere fondi sufficienti; i progetti sono aperti a tutti i cittadini britannici, ma nel caso ci fossero troppe richieste, la priorità viene data ai residenti locali. Il ritorno atteso dell'investimento è intorno al 3-5%. Sebbene i benefici economici non siano i più importanti, la cosa più importante è creare benessere per la comunità. Infatti, il progetto non riguarda solo la produzione di energia rinnovabile o il risparmio di chilowattora, ma è soprattutto legato al miglioramento della resilienza delle comunità locali.

4.2 Esempi di CER in Italia

In Italia, le comunità energetiche sono principalmente diffuse nelle aree alpine in Trentino Alto-Adige, Friuli Venezia-Giulia, Lombardia, Valle D'Aosta e Piemonte. Si tratta soprattutto di cooperative energetiche storiche, questa infatti è la forma attualmente più diffusa di comunità. Queste comunità esistenti risalgono all'inizio del secolo scorso, sono di taglia medio-piccola e riescono a soddisfare il fabbisogno di energia elettrica e termica di comuni che si trovano in aree montane.

Gli impianti che fanno parte di queste comunità sfruttano l'energia idroelettrica, ma adesso sono stati affiancati da pannelli solari fotovoltaici, idroelettrico di piccole dimensioni e impianti a biomasse. La cosa particolare delle cooperative è che la rete di distribuzione dell'energia elettrica è sempre di proprietà delle stesse.

Un'altra forma di cooperativa energetica che si sta diffondendo adesso è molto simile a quella rappresentata dai casi europei sopra citati, la quale permette di entrare all'interno della cooperativa acquistando una quota che contribuisce al finanziamento degli impianti di produzione di energia rinnovabile e garantisce, a coloro i quali acquistano questa quota, di ottenere un costo dell'energia più basso rispetto a quello di mercato.

Tra la principali comunità italiane ci sono:

<i>Nome</i>	<i>Regione e anno di fondazione</i>	<i>Territorio/scala</i>	<i>Tecnologia e Potenza</i>	<i>Struttura Legale</i>
<i>Azienda energetica Funes</i>	Trentino Alto Adige, 1921	Rurale, piccola scala (3 comuni)	3 centrali idroelettriche (0,78 MW, 2,7 MW, 0,23 MW)	Società Cooperativa
<i>Cooperativa energetica dei comuni della Carnia -SECAB</i>	Friuli Venezia Giulia, 1911	Rurale, media scala (5 comuni)	Idroelettrico (10,6 MW), cogenerazione (2 MW)	Società Cooperativa
<i>La cooperativa E-WerkPRAD</i>	Trentino Alto Adige, 1926	Rurale, piccola scala (1 comune)	Fotovoltaico (17700 MWh/anno), idroelettrico (4 MW), biogas (380 kW)	Società Cooperativa
<i>Cooperativa Elettrica Gignod</i>	Valle d'Aosta, 1929	Rurale, media scala (5 comuni)	Idroelettrico (22.5 GWh annui)	Società Cooperativa
<i>Cooperativa FTI Dobbiaco San Candido</i>	Trentino Alto Adige, 1994	Rurale, piccola scala (2 comuni)	Centrale a biomasse (18 MW)	Società Cooperativa
<i>Comunità cooperativa Melpignano</i>	Puglia, 2011	Urbano, piccola scala (1 comune)	33 impianti fotovoltaici (180 kW)	Cooperativa di comunità
<i>Cooperativa Energia Positiva</i>	Piemonte, 2015	Nazionale, grande scala	17 Impianti fotovoltaici ed 2 eolici (1.6 GWh/anno)	Cooperativa di persone

Tabella 5 – Principali comunità di energia rinnovabile in Italia

➤ *Azienda energetica Funes*

Da molti anni i partner di Funes Energy Company sono gli stessi abitanti della valle e si sono attivati per aumentare la produzione di energia rinnovabile in modo che il diesel non venga utilizzato per far fronte ai picchi di consumo di elettricità. La prima centrale idroelettrica moderna di Funes da 255 kW è stata la centrale idroelettrica di Santa Maddalena, in funzione dal 1966 e rinnovata nel 2010. Nel corso degli anni San Pietro (482 kW e Melai dal 1987) 2 e 4 dello Sri Lanka sono state istituite nel 2004. Oggi la valle produce più energia elettrica rinnovabile e pulita di quanta ne consuma, e il resto viene ceduto alla rete. Grazie agli incentivi nazionali, ha realizzato notevoli profitti. Il reddito della cooperativa elettrica è caratterizzato da sconti sull'energia elettrica sul territorio (nel 2010 i soci hanno pagato 8,5 centesimi di euro al kWh per un impianto domestico da 3 kW), e viene utilizzato per progettare e realizzare nuovi impianti.

La rete elettrica della cooperativa ha una media tensione di 34 chilometri e una bassa tensione di 79 chilometri, fornendo energia a 722 utenti soci e 253 utenti non soci. La realizzazione di una rete di teleriscaldamento di 12 chilometri, che copre l'intera vallata, alimentata da 2 caldaie a biogas, situate a San Pietro di Funes e Santa Maddalena di Funes, rispettivamente da 1.100 e 700 kW, è stato l'ultimo progetto della Cooperativa.

Inoltre, dal 2009, la rete in fibra ottica è diventata popolare grazie alla collaborazione tra la cooperativa e il gestore locale delle telecomunicazioni Brennercom. Complessivamente, il 98% dell'energia fornita agli utenti locali proviene da fabbriche cooperative.

➤ *Cooperativa energetica dei comuni della Carnia - SECAB*

Fondata nel 1911, Alto But Cooperative Power Company è stata la prima società friulana costituita in forma cooperativa per la produzione e distribuzione di energia idroelettrica. SECAB svolge attività di distribuzione e distribuzione di energia elettrica nella parte nord friulana della Comunità Montana di Cania, nei comuni di Paluza, Cervento, Lavascolito, Trepo Ligusulo e Sutrio. Vendite, per tutte le utilities, civili, commerciali, artigianali e industriali.

Il servizio di distribuzione viene svolto con propria rete di distribuzione a media e bassa tensione, che copre un territorio di oltre 170 kmq di superficie.

Al 31 dicembre 2020 la popolazione totale servita era di 5129 residenti, 5206 utenti e 2653 soci cooperativi.

La produzione di energia avviene attraverso 5 centrali idroelettriche, la potenza installata complessiva di queste centrali idroelettriche è di 10,8 MW, in grado di generare circa 44.000 MWh di energia pulita all'anno, circa 75 chilometri di linee di media tensione e circa 120 chilometri per distribuzione di energia Di bassa tensione e 86 trasformatori.

➤ *La cooperativa E-Werk PRAD*

Nel paese di Prato allo Stelvio, con circa 3400 abitanti, nel 1926 è stata fondata la cooperativa E-Werk Prad (Azienda Elettrica Prato). Questa è composta attualmente da 1409 membri e l'80% di questi sono famiglie e aziende del paese. La caratteristica di questa comunità è quella di soddisfare la domanda di energia mescolando diverse fonti di energia rinnovabile. È composta infatti da 5 impianti per la produzione di energia idroelettrica, i quali hanno una potenza complessiva di 3730 kW, da un impianto biogas, moduli di cogenerazione e un impianto fotovoltaico che produce circa 17.700.000 kWh/anno. Sono presenti inoltre tre impianti di teleriscaldamento (18.300.000 kWh) e 200 impianti solari termici. La rete elettrica è sviluppata lungo 120 km di lunghezza. Le attività della cooperativa riguardano anche la posa dei cavi in fibra ottica collegati a 639 utenti. Questo costituisce il valore aggiunto della cooperativa, infatti l'area non potrà stabilire un collegamento con la rete Internet a banda larga, evitando così un ostacolo allo sviluppo di imprese e famiglie.

➤ *Cooperativa Elettrica Gignod*

La cooperativa è stata costituita nel 1929 e utilizza centrali idroelettriche dilavanti per produrre energia elettrica attraverso cinque città della Valle d'Aosta (ovvero Gignod, San Christophe, Valperin, Alain e Douai). Vengono distribuite linee elettriche di proprietà in media tensione, con una popolazione totale di 6.554 abitanti. La cooperativa è responsabile della misurazione dei consumi energetici, della fatturazione e della manutenzione delle linee, che utilizzano risorse interne. L'energia eccedente il consumo dei soci viene venduta sul mercato e il fabbisogno energetico dei soci viene acquistato quando la produzione è insufficiente; tuttavia la cooperativa è autosufficiente tutto l'anno.

➤ *Cooperativa FTI Dobbiaco San Candido*

La cooperativa nasce nel 1995 ed è il primo esempio di cooperativa energetica non appartenente al gruppo cooperativo storico. Oggi l'organizzazione ha raccolto 917 soci e ha soddisfatto il fabbisogno di energia termica di oltre 1.200 utenti a Dobbiaco e San Candido, in Trentino Alto Adige. La generazione di energia è ottenuta attraverso una rete di teleriscaldamento di 90 chilometri collegata a una centrale a biomasse con una capacità di generazione totale di 18 MW (composta da due caldaie da 4 MW e una caldaia da 10 MW più vicina), con un risparmio medio del 30% per utente.

➤ *Comunità cooperativa Melpignano*

Una caso di cooperativa recente è quello di Melpignano, in Provincia di Lecce, piccolo centro con meno di 2500 abitanti. La “Cooperativa di Comunità” è nata nel 2011, grazie alla volontà e all’impegno dei cittadini e dell’Amministrazione Pubblica. Questa è stata il primo esperimento sociale in Italia di società cooperativa a responsabilità limitata, cioè una comunità costituita da soci-cittadini-utenti, i quali si mettono insieme per creare una rete diffusa di impianti fotovoltaici sui tetti delle case, delle aziende e degli edifici pubblici. L’investimento di 400mila euro, ha portato all’installazione di 179,67 kW di impianti fotovoltaici distribuiti tra 33 impianti solari, riuscendo a soddisfare quasi totalmente il fabbisogno energetico delle famiglie e portando molti benefici ambientali (per esempio si evitano all’anno 118.892 kg di emissioni di CO₂).

La cooperativa, oltre a ripagare gli interessi del finanziamento ottenuto, riesce a produrre utili che l’assemblea dei soci, ovvero i cittadini, destinano per interventi a favore della comunità locale.

➤ *Cooperativa Energia Positiva*

Energia Positiva è una cooperativa energetica, basata su partecipazione e democrazia, nata a Nichelino (TO) nel 2015, formata da soci che condividono la proprietà degli impianti tramite una piattaforma, divenendo ciascuno titolare di un proprio impianto “virtuale” attraverso cui produrre energia pulita. Gli impianti sono dislocati in zone diverse sul territorio nazionale e ogni socio riceve una fornitura 100% rinnovabile, con un risparmio del 60% sulla bolletta. Ad oggi la cooperativa conta 301 soci e 17 impianti, con una potenza complessiva pari a 1.6 GWh di energia elettrica all’anno.

5. AUC: AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE

5.1 Caratteristiche della configurazione

Gli autoconsumatori di energia da fonti rinnovabili che agiscono collettivamente sono l'altra configurazione ammessa dalla Direttiva RED II; questi vengono definiti dall'articolo 21 della stessa direttiva come coloro i quali possono:

- a) produrre energia rinnovabile, anche per il proprio consumo; immagazzinare e vendere le eccedenze di produzione di energia elettrica rinnovabile, anche tramite accordi di compravendita di energia elettrica rinnovabile, fornitori di energia elettrica e accordi per scambi tra pari;*
- b) installare e gestire sistemi di stoccaggio dell'energia elettrica abbinati a impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile a fini di autoconsumo senza essere soggetti ad alcun duplice onere, comprese le tariffe di rete per l'energia elettrica immagazzinata che rimane nella loro disponibilità;*
- c) mantenere i loro diritti e obblighi in quanto consumatori finali;*
- d) ricevere una remunerazione, se del caso anche mediante regimi di sostegno, per l'energia elettrica rinnovabile autoprodotta che immettono nella rete, che corrisponda al valore di mercato di tale energia elettrica e possa tener conto del suo valore a lungo termine per la rete, l'ambiente e la società.*

La tipologia di configurazione deve avere le seguenti caratteristiche:

- **almeno due clienti finali e uno o più produttori**
- aver **sottoscritto un contratto di diritto privato** avente determinati **requisiti/contenuti minimi**
- **non svolgere come attività commerciale o professionale principale** la produzione e lo scambio di energia elettrica
- **aver conferito mandato ad un medesimo soggetto referente (condominio o proprietario edificio o amministratore)**; quest'ultimo rappresenta un produttore di energia elettrica che gestisce uno o più impianti di produzione;
- i soggetti partecipanti alla configurazione devono **produrre energia attraverso impianti alimentati tramite fonti rinnovabili**, di potenza complessiva, **non superiore a 200 kW**, entrati in esercizio dopo il 1° marzo 2020 ed entro sessanta giorni successivi alla data di recepimento della Direttiva UE 2018/2001.

Il punto di prelievo per gli autoconsumatori di energia rinnovabile è circoscritto all'edificio o al condominio stesso.

Ogni cliente partecipante alla configurazione mantiene i suoi diritti di cliente finale, cioè può scegliere il proprio venditore e decidere di uscire dalla configurazione in qualsiasi momento, saldando sempre eventuali corrispettivi concordati.

La funzione obiettivo è quella di massimizzare la condivisione dell'energia, cioè la contemporaneità tra immissioni e prelievi dei soggetti partecipanti. Questi ultimi possono essere persone fisiche (proprietari dell'immobile, occupanti dell'immobile), persone giuridiche (proprietari dell'immobile, occupanti dell'immobile) oppure produttori terzi.

Per quanto riguarda la tipologia di partecipazione invece, questa può essere attiva o passiva. L'attiva a suo volta può essere diretta o indiretta: la partecipazione diretta consiste nel mettere a disposizione un proprio impianto in cessione totale o in autoconsumo (anche) individuale e acconsentire all'uso delle parti comuni per un nuovo impianto comune, mentre la partecipazione indiretta prevede solo la messa a disposizione del POD (consumo) senza prendere parte al sistema di autoconsumo.

5.1.1 Utilizzo del fotovoltaico all'interno della configurazione

Una delle tecnologie maggiormente utilizzate per la produzione di energia da fonti rinnovabili per i sistemi di autoconsumo collettivo è il fotovoltaico; negli ultimi anni ha mostrato tassi di crescita più sostenuti, grazie alla diminuzione del costo e al meccanismo delle detrazioni fiscali.

Dal Rapporto Solare Fotovoltaico 2019, prodotto dal GSE, si possono osservare molti dati importanti riguardo la diffusione e la produzione, relativi alle installazioni di impianti fotovoltaici.

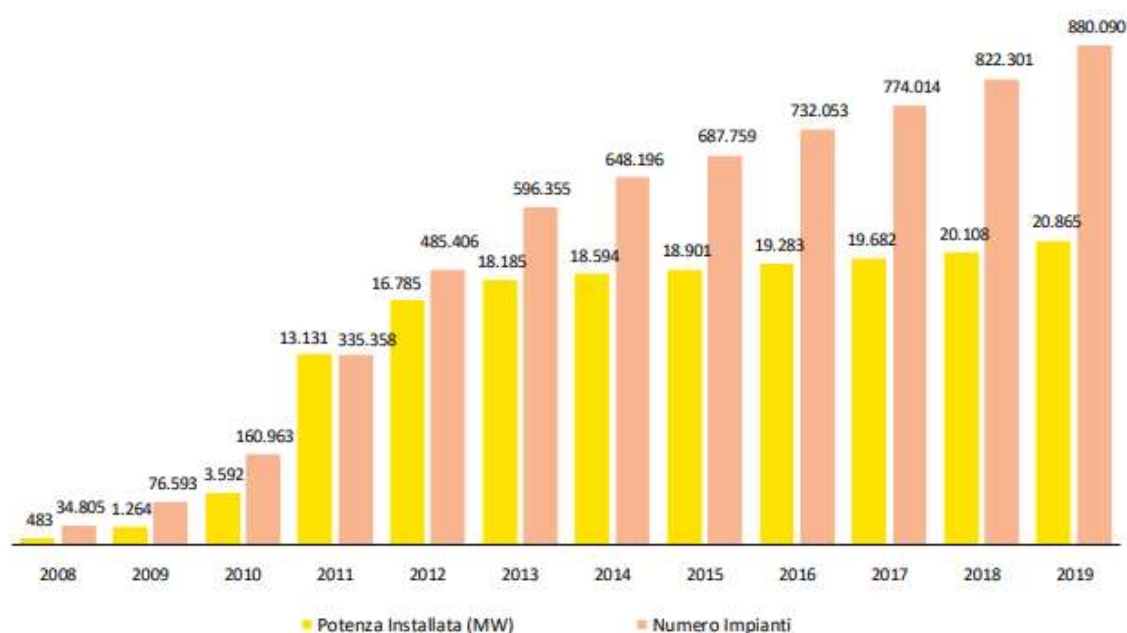


Figura 23 – Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici – fonte: GSE

Nel 2019 il numero di impianti fotovoltaici in Italia è pari a circa 880.090, mentre la potenza media risulta essere pari a 12,9 kW (dato più alto dal 2013), dovuto all'installazione di alcune centrali fotovoltaiche di dimensioni rilevanti nel corso degli anni. Anche la taglia media degli impianti installati ha visto una crescita, arrivando a 23,7 kW.

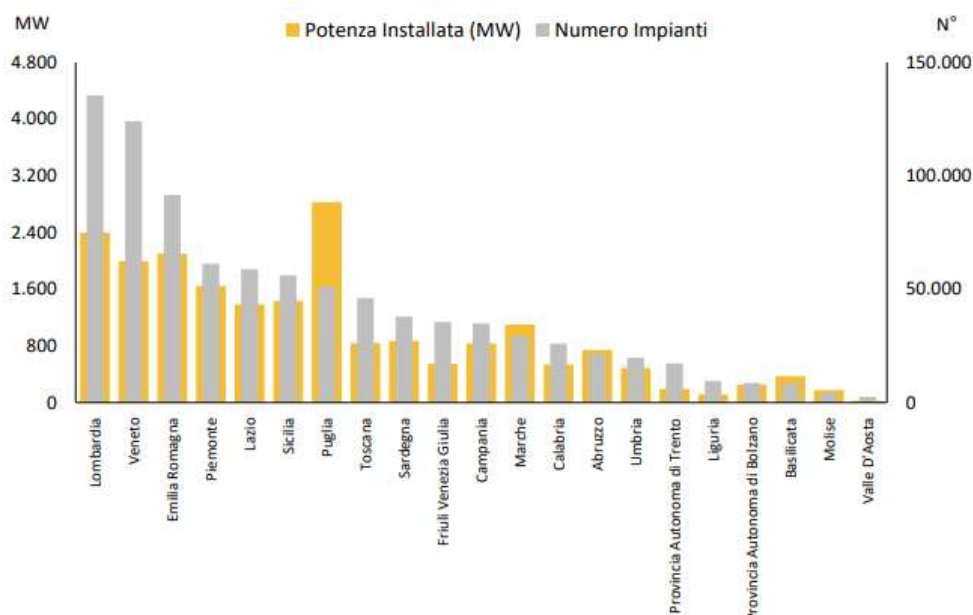


Figura 24 – Distribuzione regionale della numerosità e della potenza a fine 2019– fonte: GSE

Nel grafico sopra riportato è possibile osservare invece, come il numero di impianti installati e la potenza di ognuno vari tra le regioni italiane. La Lombardia (con 135.479 impianti) e il Veneto (124.085 impianti) sono le uniche regioni che hanno installato il 29,5% dei loro impianti sul territorio nazionale. A livelli di potenza invece, la Puglia è la prima con 2.826 MW (13,5% del totale nazionale) ed è anche la regione con la dimensione media degli impianti più elevata (55,2 kW). Valle D'Aosta, Molise e Basilicata sono le regioni che presentano la minore presenza di impianti.

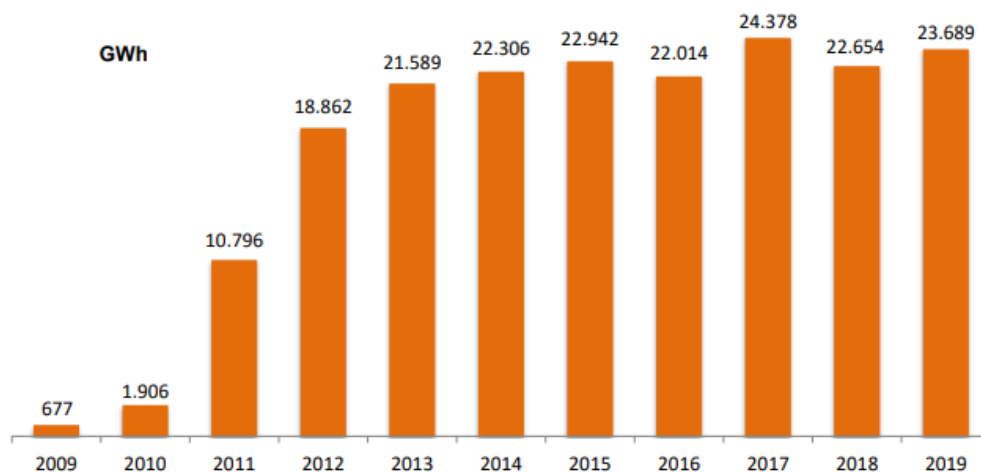


Figura 25 – Produzione annuale e mensile degli impianti fotovoltaici in Italia – fonte: GSE

Per quanto riguarda i rendimenti attuali invece, si può dedurre che tutti gli impianti fotovoltaici installati finora, hanno prodotto circa 23.689 GW di energia elettrica, riportando un aumento rispetto all'anno precedente pari al 4,6% (dovuto ad un miglior irraggiamento).

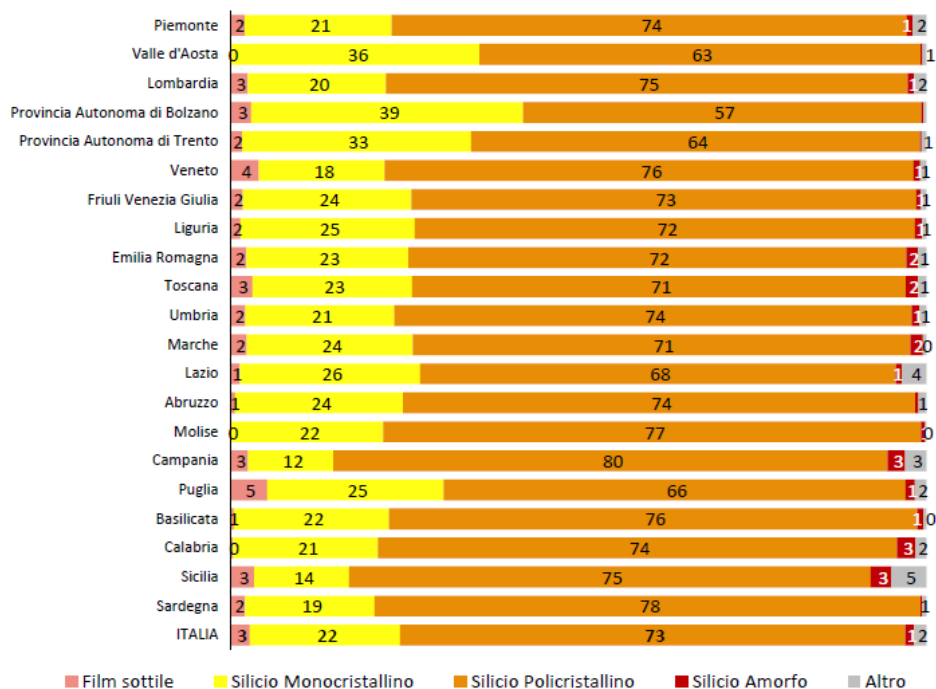


Figura 26 – Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia nelle regioni a fine 2019 – fonte: GSE

La tecnologia più utilizzata nel 2019 è quella con il silicio policristallino, essa rappresenta infatti il 72,5% della potenza realizzata, seguita dal silicio monocristallino (21,5%) e poi da quella con film sottile o altri materiali (6%).

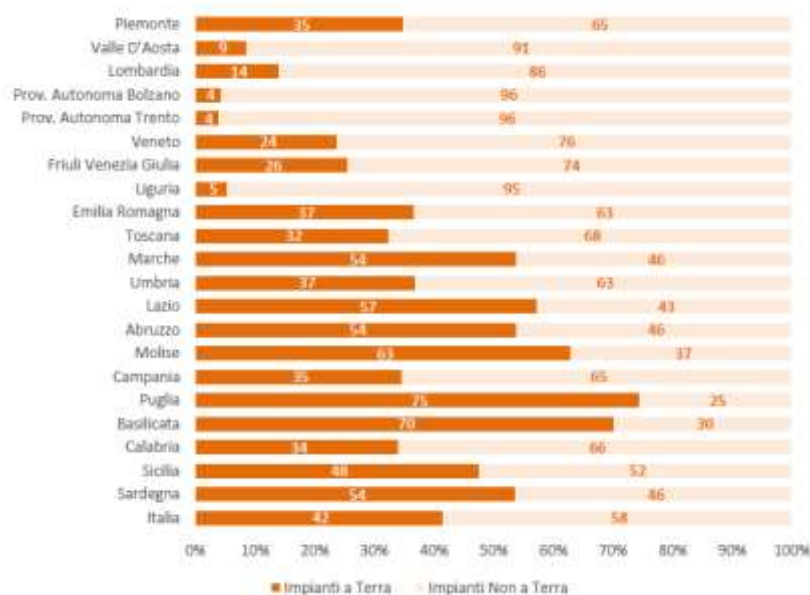


Figura 27 – Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per collocazione nelle regioni a fine 2019 – fonte: GSE

Un fattore importante per la diffusione dei pannelli fotovoltaici è capire quanta disponibilità di spazio si ha per la loro installazione. Le variabili da prendere in considerazione nel momento in cui bisogna installare un fotovoltaico sono molteplici (posizione geografica, caratteristiche morfologiche del territorio, condizioni climatiche, disponibilità di aree). Alla fine del 2019, una parte degli impianti, soprattutto nelle regioni del Sud, è stata installata a terra (42%), mentre la parte rimanente su superfici non a terra (58%).

Il fotovoltaico ormai fa da padrone nell'autoconsumo (il 75% in Italia proviene proprio da impianti FV), ma solo il 20% dell'energia elettrica autoconsumata proviene da fonti rinnovabili.

In Italia ci sono 1,2 milioni di condomini: Elemens ha eseguito uno studio²⁶, che dimostra che dal 2019 al 2030, installando impianti fotovoltaici solo sui tetti dei condomini italiani, grazie al recepimento delle nuove direttive, si potrebbe produrre tra i 6 e i 9 GW all'anno.

Lo studio fornisce il numero massimo di installazioni fisicamente realizzabili sui condomini e la relativa convenienza economica sia per i condòmini che per l'installatore/gestore dell'impianto.

Dopo aver individuato il numero di condomini attraverso i dati recuperati dall'ISTAT sugli edifici residenziali, è stata fatta una stima della superficie complessiva media delle coperture condominiali in Italia per tipologia di edificio e calcolato l'ingombro degli eventuali impianti fotovoltaici.

Tipo di edificio	N° edifici	N° abitazioni	N° piani	N° abitazione/piano	m ² abitazione	m ² copertura
Monofamiliari	6.541.746	1	2	0,5	150	79
Bifamiliari	2.738.295	2	2	1	75	80
Mini condomini	1.426.679	3	3	1	84	92
Piccoli condomini	718.697	5	3	1,7	84	164
Medi condomini	324.261	10	4	2,5	84	231
Tower	219.559	25	6	4,2	84	403

Dato ISTAT
Stima ELEMENS

Figura 28 – Stima della copertura media per ciascuna tipologia di edificio [Elemens su dati ISTAT] – fonte: Elemens e RSE

In seguito, dopo aver analizzato il potenziale tecnico, sono stati costruiti tre diversi scenari per valutarne la convenienza economica, prendendo come fornitore e gestore dell'impianto una ESCo²⁷.

²⁶ I prosumer condominiali

²⁷ Energy Service Company: sono società che effettuano interventi finalizzati a migliorare l'efficienza energetica, assumendo su di sé il rischio dell'iniziativa e liberando il cliente finale da ogni onere organizzativo e di investimento. I risparmi economici ottenuti vengono condivisi fra la ESCO ed il Cliente finale con diverse tipologie di accordo commerciale.

I parametri considerati all'interno dei vari scenari sono: la quota di edifici sul quale effettivamente è possibile realizzare gli impianti e lo spazio effettivamente disponibile sulle coperture.

Gli scenari ottenuti sono i seguenti:

Scenario Central	Tipo di edificio	N° edifici	m ² copertura	Edifici asservibili	Spazio utile	Superficie FV m ²	FV già realizzato MW	Potenziale residuo MW
	Monofamiliari	6.541.746	79	40%	45%	93.121.362	2.481	9.159
	Bifamiliari	2.738.295	80			39.365.400	540	4.381
	Mini condomini	1.426.679	92			23.646.554	-	2.956
	Piccoli condomini	718.697	164			21.214.838	-	2.121
	Medi condomini	324.261	231	80%	80%	47.938.746	-	4.794
	Tower	219.559	403			56.558.398	-	5.656
	TOTALE	11.969.237				281.845.299	3.021	29.067

Figura 29 – Stima del potenziale tecnico di fotovoltaico sugli edifici condominiali – scenario Central – fonte: Elemens

Scenario High	Tipo di edificio	N° edifici	m ² copertura	Edifici asservibili	Spazio utile	Superficie FV m ²	FV già realizzato MW	Potenziale residuo MW
	Monofamiliari	6.541.746	79	50%	47%	121.575.111	2.481	12.716
	Bifamiliari	2.738.295	80			51.393.717	540	5.884
	Mini condomini	1.426.679	92			30.871.890	-	3.859
	Piccoli condomini	718.697	164			27.697.150	-	2.770
	Medi condomini	324.261	231	85%	85%	54.118.350	-	5.412
	Tower	219.559	403			63.849.129	-	6.385
	TOTALE	11.969.237				349.505.348	3.021	37.025

Figura 30 – Stima del potenziale tecnico di fotovoltaico sugli edifici condominiali – scenario High – fonte: Elemens

Scenario Low	Tipo di edificio	N° edifici	m ² copertura	Edifici asservibili	Spazio utile	Superficie FV m ²	FV già realizzato MW	Potenziale residuo MW
	Monofamiliari	6.541.746	79	35%	43%	77.859.805	2.481	7.251
	Bifamiliari	2.738.295	80			32.913.849	540	3.574
	Mini condomini	1.426.679	92			19.771.146	-	2.471
	Piccoli condomini	718.697	164			17.737.962	-	1.774
	Medi condomini	324.261	231	75%	75%	42.133.664	-	4.213
	Tower	219.559	403			49.709.530	-	4.971
	TOTALE	11.969.237				240.125.956	3.021	24.255

Figura 31 – Stima del potenziale tecnico di fotovoltaico sugli edifici condominiali – scenario Low – fonte: Elemens

Per il condominio, i parametri utilizzati per il calcolo della convenienza economica, sono state le componenti variabili della bolletta elettrica e quanto ogni utente è disposto a pagare per la

realizzazione dell'impianto, mentre per le ESCo, è stato preso come parametro il LCOE²⁸ dell'impianto. A questo punto, si sono incrociati i dati del LCOE di ciascuna tipologia di impianto PV (mono/bifamiliare e condominiale) con il prezzo minimo a cui ciascun consumatore è disposto a realizzare l'impianto (derivato dalle aspettative sul livello delle componenti variabili), a seconda dello sconto sulla bolletta che richiederà alla ESCo, per ogni anno dal 2017 al 2030. Ogni qualvolta il prezzo che può offrire la ESCo incrocia la disponibilità ad acquistare del cliente, si ha un pallino verde, in caso contrario il pallino è rosso.

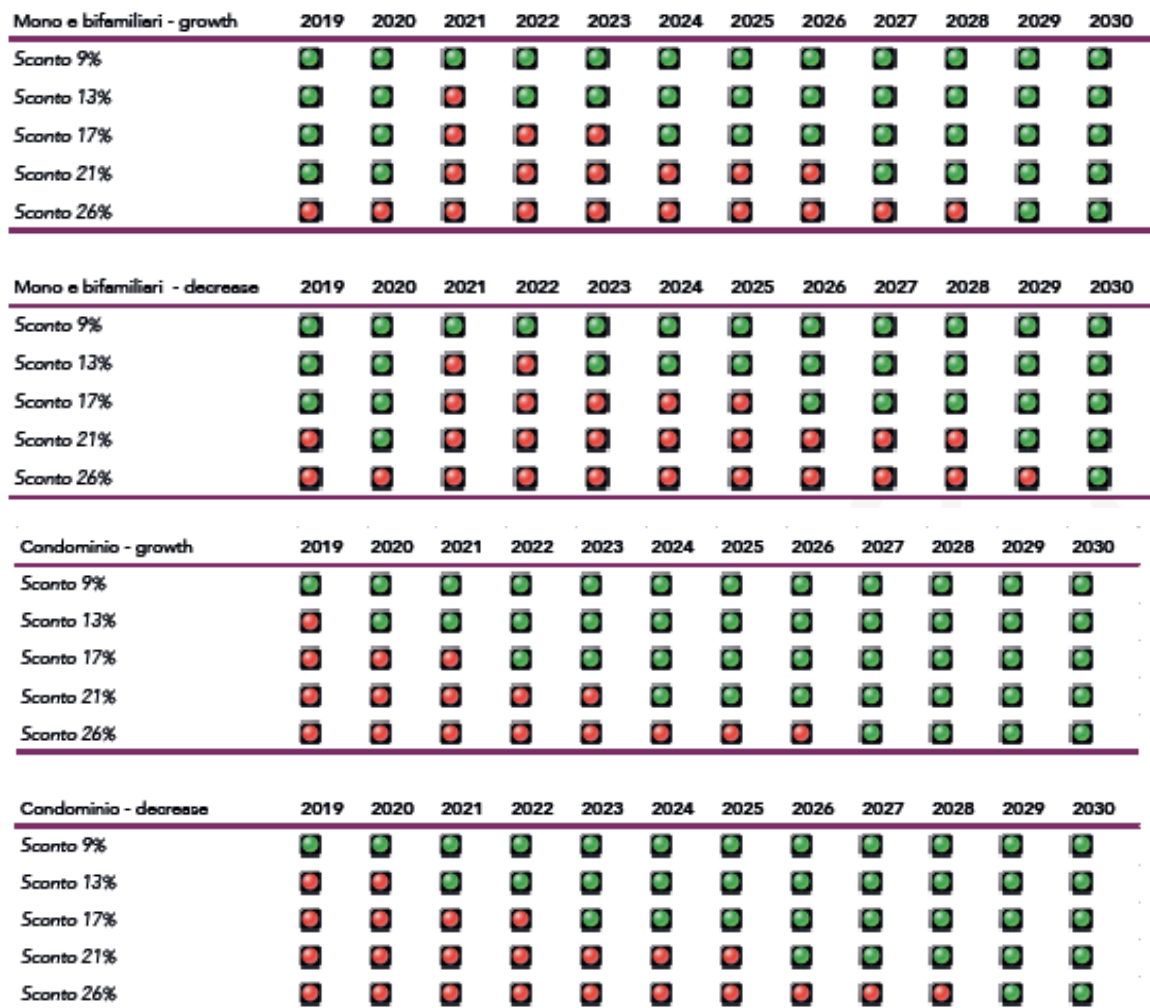


Figura 32 – Convenienza alla realizzazione dell'impianto in autoconsumo in base a sconti su bolletta – Fonte: Elemens

Lo scenario più conveniente risulta quello dove il prezzo di indifferenza²⁹ (media dei prezzi attesi per gli 8 anni successivi) dei condomini è maggiore del costo di generazione per la ESCo, in questo caso l'intervento è conveniente per entrambi gli attori coinvolti.

²⁸ Levelized Cost of Energy rappresenta il ricavo medio per unità di elettricità generata necessario a recuperare i costi di costruzione e gestione di un impianto di generazione durante un presunto ciclo di vita finanziaria e di funzionamento

²⁹ Valore delle componenti variabili.

5.2 Modelli di regolazione

Prima di definire i due modelli proposti per l'attivazione degli schemi di autoconsumo, è importante fare chiarezza sul concetto di autoconsumo. Fino ad oggi, in Italia, l'autoconsumo poteva essere applicato attraverso lo schema “uno a uno”, cioè un'unità di produzione per un'unità di consumo; questo schema prevede un autoconsumo reale e immediato, in quanto l'energia autoprodotta non viene messa in rete. Per abilitare gli schemi di autoconsumo collettivo e delle comunità energetiche, è necessario introdurre un altro schema, cioè uno schema “uno a molti”, e questo è possibile attraverso due tipologie di configurazioni:

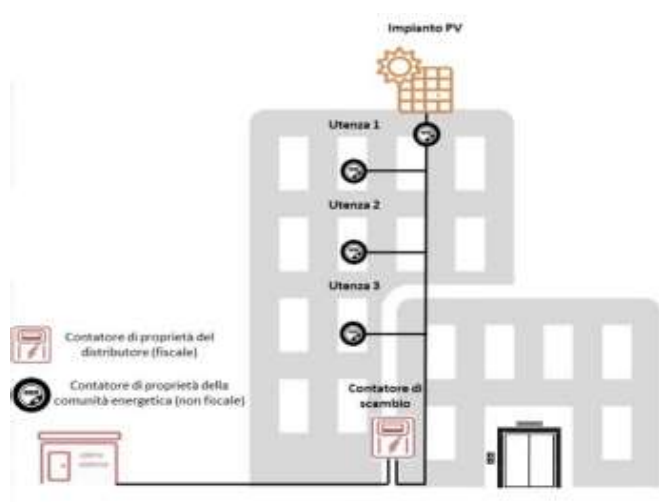


Figura 33 – Schema di autoconsumo fisico con connessione privata delle utenze all'impianto di produzione – Fonte: RSE

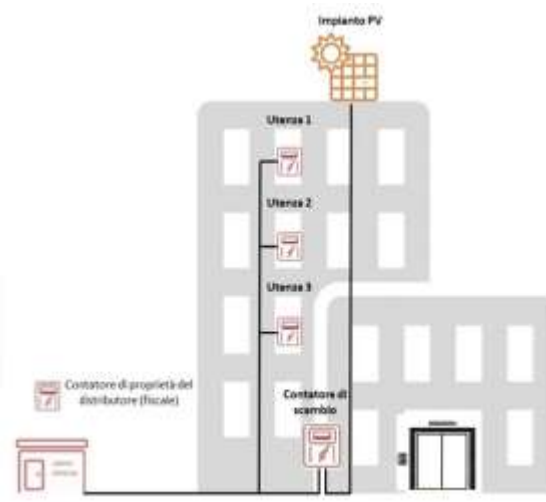


Figura 34 – Schema di autoconsumo virtuale con connessione su rete pubblica tra utenze e impianto di produzione – Fonte: RSE

- **configurazione fisica:** vi è una connessione diretta tra l'impianto fotovoltaico e le utenze domestiche/comuni del condominio ed un unico punto di accesso (POD – Point Of Delivery) alla rete pubblica, attraverso un contatore fiscale; in questo caso, il gestore dello schema di autoconsumo collettivo avrà il compito di procedere alla fatturazione dei consumi interni al condominio e alla valutazione delle quote di autoconsumo fisico;
- **configurazione virtuale:** non vi è una connessione diretta tra l'impianto fotovoltaico e le utenze domestiche; in questo caso ogni utente mantiene il proprio contratto di fornitura con il proprio fornitore e il gestore dello schema di autoconsumo collettivo avrà il solo compito di valutare le quote di autoconsumo virtuale; questa valutazione è fatta attraverso un'operazione di tipo commerciale.

Ad oggi, ARERA individua, tra le due configurazioni ammissibili, quella virtuale, definendola più semplice ed efficace per abilitare e rendere operativi gli schemi di autoconsumo collettivo e le comunità di energia rinnovabile.

Lo schema di autoconsumo fisico è caratterizzato dal fatto che si ha un solo POD, ovvero un unico punto di accesso, ciò equivale a dire un unico contratto di fornitura dell'energia elettrica a servizio delle utenze comuni e domestiche del condominio; si ha quindi un solo contatore fiscale che connette la rete interna condominiale privata con la rete pubblica. Di conseguenza, lo scambio con la rete e l'energia prodotta e autoconsumata, rimane all'interno del perimetro della rete privata di edificio, quindi non è soggetta all'applicazione della parte variabile degli oneri di rete e di sistema.

Per quanto riguarda la contabilizzazione dei consumi delle utenze, secondo l'attuale regolazione, tutte le unità immobiliari devono essere connesse ad un proprio contatore fiscale, altrimenti si configurerebbero come “utenti nascosti³⁰” della rete di distribuzione pubblica. Inoltre, nel caso in cui l'unità immobiliare non fosse collegata al proprio contatore fiscale, non potrebbe scegliere il proprio fornitore di energia, a differenza di quello che invece è riportato all'interno delle direttive Rinnovabili e Mercato e prendendo in considerazione il principio di libero accesso di ogni utente al mercato elettrico.

Nello schema di autoconsumo virtuale (denominato anche “commerciale” o “su perimetro esteso”) invece, ogni utente è connesso alla rete pubblica attraverso il proprio contatore fiscale, quindi ha la facoltà di scegliere il proprio fornitore di energia o di uscire dallo schema di autoconsumo quando gli pare. Inoltre la configurazione della rete rimane invariata, ovvero la fine della rete pubblica termina dove è installato il contatore fiscale (cioè nel punto di consegna dell'utenza) e il servizio di misura viene gestito dal distributore elettrico.

L'operazione commerciale per valutare le quote di autoconsumo è sostanzialmente basata su un confronto tra le misure istantanee di produzione e i consumi delle utenze domestiche, e viene definita secondo una metodologia di calcolo stabilita con accordi contrattuali tra i condòmini. Il calcolo può essere o proporzionale ai prelievi di ciascun utente in ogni intervallo temporale di misura, oppure fisso (per esempio di tipo millesimale), quindi svincolato dai consumi energetici delle singole abitazioni.

³⁰ Delibera 894/2017/eel

5.2.1 Sistema fisico e sistema virtuale

Come descritto sopra, le configurazioni di rete che permettono di implementare gli schemi di autoconsumo collettivo presentano tra di loro delle differenze sostanziali; al fine di condurre un confronto dei benefici economici connessi all'utilizzo della configurazione fisica e di quella virtuale è riportato un esempio relativo ad un condominio di medie dimensioni, ubicato in Piemonte, costituito da 15 utenze domestiche, ognuno con un consumo medio di 2700³¹ kWh/anno e una potenza contrattuale di 3 kW. Oltre alle utenze domestiche, è stata considerata un'utenza non domestica con potenza impegnata pari a 10 kW che alimenta i servizi comuni del condominio (es. illuminazione scale, ascensore, centrale termica). Per questa utenza il consumo annuo è pari a 11250³² kWh/anno. La tabella 6 riassume le grandezze energetiche del condominio considerato:

Condominio Tipo					
Utenze e consumi domestici			Utenza e consumo comune		
Utenze domestiche	15	[-]	Utenza comune	1	[-]
Consumo domestico	2700	kWh/anno	Consumo comune	11250	kWh/anno
Potenza contrattuale	3	kW	Potenza contrattuale	10	kW
Potenza impegnata totale	45	kW	Potenza impegnata totale	10	kW
Consumo domestico totale	40500	kWh/anno	Consumo comune totale	11250	kWh/anno

Tabella 6 – Dati Condominio Tipo

Prima di procedere al calcolo della spesa complessiva sostenuta dal condominio nelle due configurazioni d'autoconsumo (fisica e virtuale), è necessario fornire una descrizione dei corrispettivi economici che compongono la bolletta elettrica d'utenza al fine di evidenziare, con maggior dettaglio, come varia l'incidenza di ogni corrispettivo analizzato in funzione della configurazione considerata. Si ricorda che la configurazione fisica prevede la connessione diretta delle utenze domestiche al POD delle utenze comuni del condominio, al quale è connesso anche l'impianto fotovoltaico. In tal caso occorre applicare, ai fini della valutazione economica, i corrispettivi che fanno riferimento alle utenze non residenziali. La configurazione virtuale, al contrario, non prevede la connessione diretta delle utenze domestiche all'impianto fotovoltaico e in questo caso l'utente continua a pagare la bolletta d'utenza valutata con i corrispettivi relativi alle utenze residenziali domestiche. Nella configurazione virtuale i partecipanti allo schema ricevono un incentivo valutato sull'energia condivisa nello schema.

La bolletta elettrica è funzione della tipologia d'utenza considerata ed è in generale composta dalle seguenti voci:

³¹ Famiglia tipo costituita da 3-4 componenti con un consumo medio di 2700 kWh/anno – Fonte: ARERA 2020

³² Consumo medio di un condominio di dimensioni medie – Fonte: I prosumer condominiali (Elemens. RSE, Kantar)

- 1) spesa per la quota energia: include le spese relative alla materia prima, al dispacciamento, alla commercializzazione e vendita e alla perequazione³³;
- 2) spesa per il trasporto e la gestione del contatore: comprende le spese per la distribuzione, il trasporto e la misura dell'energia che gli attori del sistema sostengono e che l'autorità dell'energia valuta e ripartisce sui clienti finali per il tramite del fornitore di energia;
- 3) spesa per oneri generali di sistema: spesa sostenuta per la copertura di attività relative al sistema elettrico;
- 4) imposte: include accise e IVA

La figura 33 riporta un esempio di ripartizione percentuale dei corrispettivi tariffari per il servizio di maggior tutela, valutati nel II trimestre 2021. I corrispettivi fanno riferimento al consumo della famiglia tipo italiana (2700 kWh/anno).

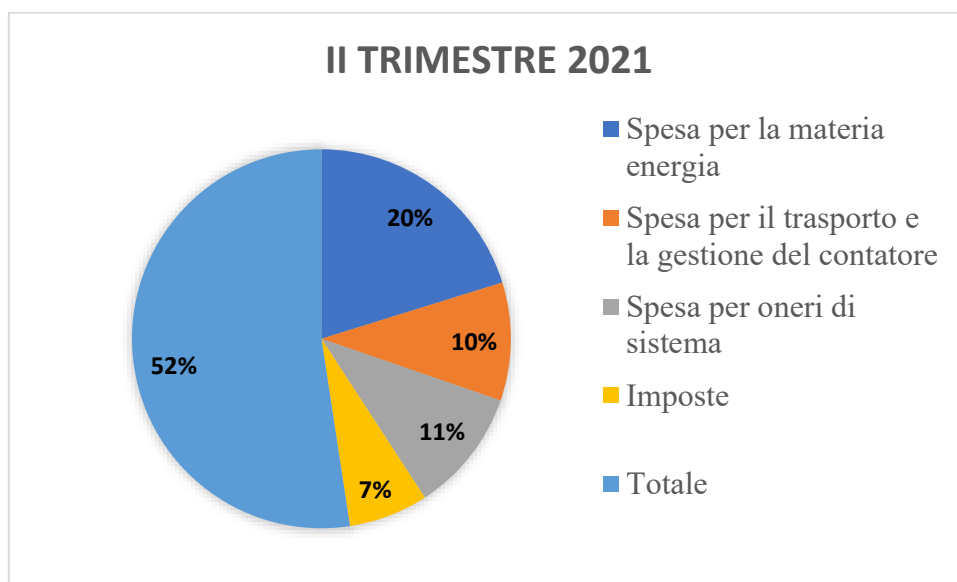


Figura 35 - bolletta elettrica italiana in regime tutelato, per il secondo trimestre del 2021

Alcuni di questi corrispettivi sono differenziati in componenti variabili (€/kWh/anno) e componenti fisse (€/anno) e componenti dipendenti dalla potenza contrattuale scelta dall'utente (€/kW). La figura 34 mostra un esempio di applicazione dei corrispettivi tariffari riferiti al servizio di maggior tutela. I corrispettivi fanno riferimento al secondo trimestre 2021 e riguardano le utenze di residenza anagrafica.

³³ Componente presente solo per il servizio di maggior tutela.

A) Abitazioni di residenza anagrafica

1 aprile - 30 giugno 2021	Materia energia			Trasporto e gestione del contatore	Oneri di sistema
	Monorario	Biorario			
	<i>fascia unica</i>	<i>fascia F1</i>	<i>fascia F23</i>		
Quota energia (euro/kWh)	0,08026	0,08947	0,07579	0,00889	0,041776
Quota fissa (euro/anno)	51,6984			20,5200	-
Quota potenza (euro/kW/anno)	-			21,2400	-
Sconto bolletta elettronica	Ai clienti che ricevono la bolletta in formato elettronico e la pagano con addebito automatico è applicato uno sconto di 6 euro/anno.				

Figura 36 – esempio di applicazione dei corrispettivi tariffari riferiti al servizio di maggior tutela.

La quota variabile fa riferimento alla materia energia (il cui prezzo dipende dal mercato in cui si opera) e dipende dalla tipologia di tariffa selezionata (monoraria o biorario o a fasce). La quota fissa e la quota potenza possono essere applicate, in funzione dell'anno di riferimento, ai corrispettivi che fanno riferimento al trasporto e gestione del contatore e agli oneri di sistema. Oltre ai corrispettivi descritti, ogni utente connesso alla rete pubblica è sottoposto all'applicazione delle accise e dell'IVA. Va sottolineato che le utenze residenziali hanno un regime fiscale agevolato che non prevede il pagamento delle accise fino a 1800 kWh/anno (150 kWh/mese); agevolazione che cessa di esistere superato questo scaglione di consumo annuo.

La tabella 7 riporta le accise e l'IVA applicate alle utenze domestiche:

Utenza Domestica			
IVA	10		%
Accisa	Fino a consumi pari a 1800 kWh/anno	0	€/kWh
Accisa	Per consumi maggiori a 1800 kWh/anno	0,0227	€/kWh

Tabella 7 – IVA e Accise utenza domestica – Fonte: ARERA

Per le utenze non domestiche l'IVA e le accise applicate alla bolletta d'utenza sono riportate nella tabella 8:

Utenza non Domestica		
IVA	22	%
Accisa	0,0125	€/kWh

Tabella 8 – IVA e Accise utenza non domestica – Fonte: ARERA

Volendo riportare l'andamento del prezzo della quota energia dal 2018 al 2021, si può fare riferimento alla sezione “Prezzi e Tariffe” del sito di ARERA, che riporta l'andamento storico di tutti i corrispettivi applicati nel mercato di maggior tutela nel tempo. Le figure 37, 38 e 39 riportano la variazione dei corrispettivi relativi alla quota energia, fissa e potenza dall'anno 2018 all'anno 2021.

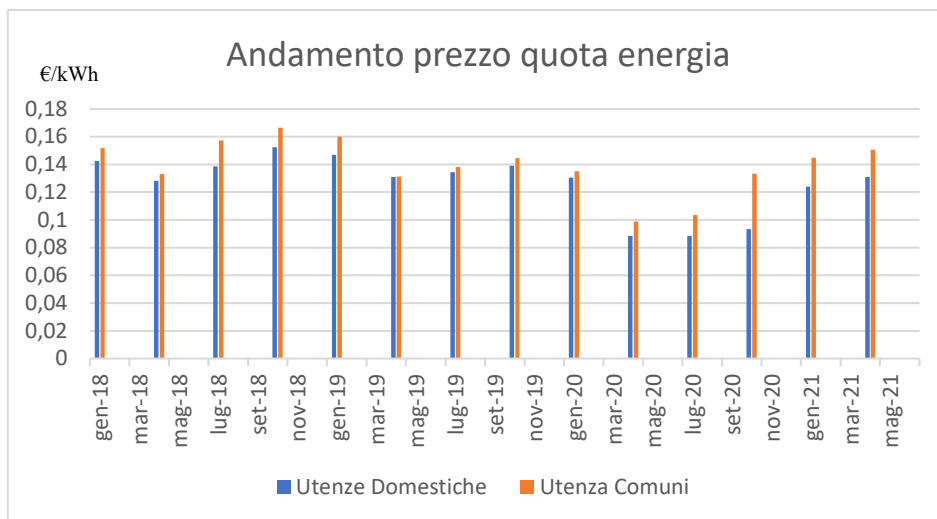


Figura 37 – Andamento prezzo quota energia dal 2018 al 2021

Come evidenziato nel grafico dalla figura 35 nell'anno 2020 (precisamente da marzo 2020 a novembre 2020), si verifica una diminuzione dei corrispettivi tariffari dovuto alle misure introdotte dal Governo per il sostegno economico alle famiglie nel periodo della pandemia da COVID -19 (decreto legge³⁴ 19 maggio 2020, n.34 recante “Misure urgenti in materia di salute, sostegno al lavoro e all'economia, nonché di politiche sociali connesse all'emergenza epidemiologica da COVID-19”). Questa misura di sostegno ha generato una riduzione di alcune componenti tariffarie che tuttavia sono ritornate alla normalità a partire da Gennaio 2021.

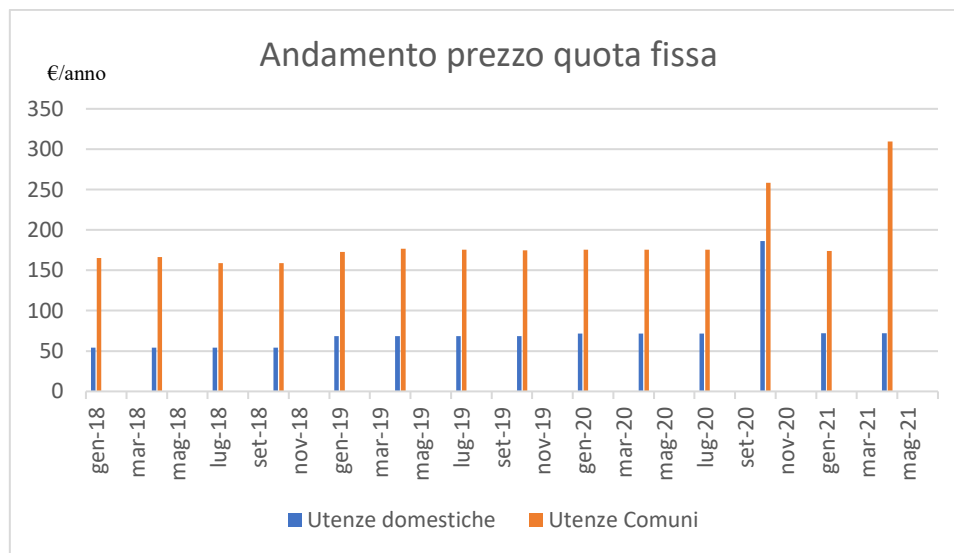


Figura 38 – Andamento prezzo quota fissa dal 2018 al 2021

Per la quota fissa (figura 36) la situazione è rimasta sostanzialmente invariata fino a luglio 2020, sia per le utenze domestiche che non domestiche. Tuttavia, a partire da settembre 2020, l'andamento

³⁴ <https://www.arera.it/allegati/docs/20/190-20.pdf>

della quota potenza ha subito delle fluttuazioni di prezzo dovuto, con molta probabilità, all'esigenza di compensare le minori entrate economiche verificatesi nei mesi influenzati dalle misure di riduzione del prezzo dovute alla pandemia da COVID-19. Dal confronto dei due grafici di figura 38 e 39 si nota che la quota fissa e potenza delle utenze non domestiche è sempre maggiore della quota fissa e potenza riferita alle utenze domestiche. Come si vedrà successivamente questo aspetto è uno dei fattori chiave che rendono maggiormente sostenibili la configurazione virtuale rispetto alla fisica.

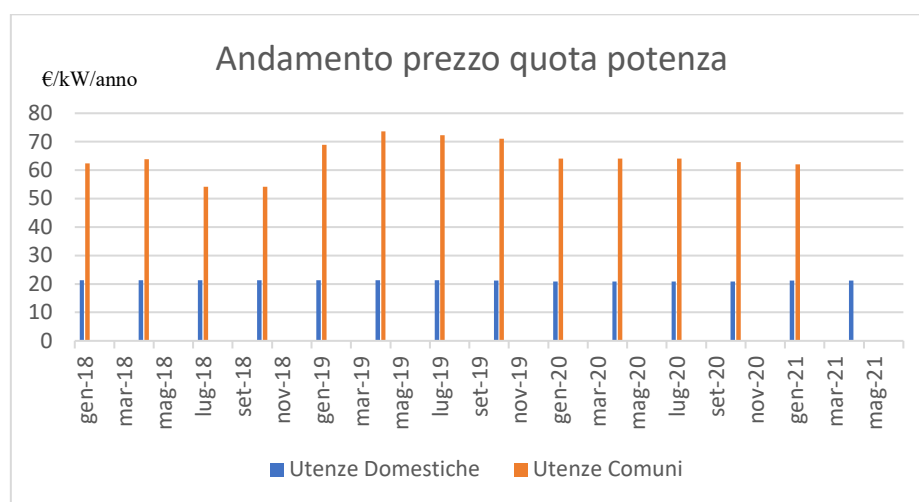


Figura 39 – Andamento prezzo quota potenza dal 2018 al 2021

Volendo concludere le considerazioni che riguardano l'andamenti dei prezzi negli anni, si può affermare che la quota potenza delle utenze domestiche resta pressoché costante durante tutto il periodo di riferimento considerato, mentre per le utenze comuni si verifica una flessione tra luglio 2018 e novembre 2018. Anche in questo caso la quota potenza, relativa alle utenze non domestiche, risulta di valore maggiore rispetto a quella delle utenze domestiche.

Al fine di svolgere il confronto tra la configurazione virtuale e fisica con prezzi che non risentano dell'influenza delle misure economiche adottate dal Governo per il contrasto della povertà nel periodo pandemico, sono stati considerati i prezzi medi della quota energia, della quota potenza e della quota fissa dall'anno 2018 all'anno 2021. La tabella 9 riporta le medie valutate per ogni utenza e la differenza di prezzo tra le utenze comuni e domestiche per ogni quota considerata.

Quota	U.M.	Ut. Comuni	Ut. Domestiche	Differenza UT Com – UT Dom	Differenza (rispetto all'utenza comune)
Energia	€/kWh	0,134	0,128	0,0062	4,6%
Potenza	€/kW/anno	59,836	21,168	38,6686	64,6%
Fisso	€/anno	180,967	73,935	107,0324	59%

Tabella 9 – Corrispettivi tariffari medi

Con riferimento alla tabella 9 è possibile già osservare che, passando da una configurazione domestica ad una comune, la materia energia non subisce una sostanziale variazione (differenza di soli 0,0062 €/kWh), mentre la quota potenza e la quota fissa presentano una variabilità elevata (rispettivamente 38,7 €/kW/anno e 107,0324 €/anno). Oltre a queste differenze si aggiungono quelle derivanti dall'applicazione delle accise e dell'IVA che variano in funzione della tipologia di utenza considerata. Infatti, come riportato in tabella 8, l'utente domestico se allacciato al POD delle utenze comuni del condominio, paga il 12% in più di imposte rispetto alla configurazione virtuale.

Nei successivi paragrafi è svolto il confronto tra la configurazione virtuale e quella fisica

5.2.1.1 Analisi della configurazione virtuale

Dopo aver fatto queste considerazioni, è possibile impostare il ragionamento su cui basare i calcoli per il confronto tra i due sistemi. La tabella 10 evidenzia la spesa d'energia elettrica annua che sostiene il condominio se non installa l'impianto fotovoltaico³⁵. Tale spesa è inclusa nel bilancio delle spese condominiali ed è ripartita generalmente su base millesimale:

Utenza Comune	SPESA SENZA FV	U.M.
Energia	1505,81	€/anno
Accise	14,06	€/anno
Potenza	598,36	€/anno
Fisso	180,97	€/anno
Totale spesa senza IVA	2299,21	€/anno
IVA 22%	505,83	€/anno
Totale spesa con IVA	2805	€/anno

Tabella 10 – Spesa Sistema Virtuale senza FV Utenza Comune

La quota della materia energia e le accise sono state ottenute moltiplicando il consumo totale dell'utenza comune (non domestica) rispettivamente per la quota energia individuata in tabella 9 e per il valore delle accise riportato in tabella 8. La quota potenza invece è stata ottenuta considerando la potenza impegnata del contatore di scambio con la rete (10 kW) moltiplicata per il corrispettivo tariffario delle utenze non domestiche riportato in tabella 10. Infine, la spesa totale della bolletta relativa alle utenze comuni è ottenuta applicando l'IVA del 22% alla somma totale delle componenti riportate in tabella 10 (voce totale spesa senza IVA).

La scelta della taglia di impianto FV, sul quale valutare i benefici d'autoconsumo collettivo, è stata scelta in relazione alla superficie utile di tetto condominiale a disposizione e in relazione ai fabbisogni

³⁵ In questo caso il condominio non beneficia del risparmio d'autoconsumo generato dalla connessione dell'impianto alle utenze comuni del condominio, che comporta una riduzione dei prelievi da rete delle utenze comuni nel periodo di produzione dell'impianto.

complessivi degli utenti. Essendo il condominio di medie dimensioni, si è ritenuto sufficiente installare un impianto fotovoltaico da 10 kWp che produce per 1114 kWh/kWp³⁶ ore equivalenti l'anno. In tabella 12 sono evidenziate le principali caratteristiche dell'impianto considerato.

Produzione	11140	kWh/anno
Autoconsumo (20%)	2228	kWh/anno
Energia condivisa (20%)	1783	kWh/anno
Immissione in rete	8912	kWh/anno

Tabella 11 – Dati derivanti da impianto fotovoltaico – Sistema Virtuale

Per questa analisi si è ipotizzato un livello di autoconsumo e di energia condivisa del 20 %. In tal caso l'autoconsumo risulta il 20% della produzione dell'impianto (circa 2228 kWh/anno) mentre l'energia condivisa il 20% delle immissioni in rete dell'impianto (circa 1783 kWh/anno). La spesa totale considerando l'autoconsumo delle utenze comuni è riportata in tabella 10.

Utenza Comune	SPESA CON FV	U.M.
Energia	1207,6	€/anno
Accise	11,28	€/anno
Potenza	598,36	€/anno
Fisso	180,97	€/anno
Totale spesa senza IVA	1998,21	€/anno
IVA 22%	439,61	€/anno
Totale spesa con IVA	2437,81	€/anno

Tabella 12 – Spesa Sistema Virtuale con FV Utenza comune

Dalla tabella 12 è possibile vedere come la quota fissa e la quota potenza siano rimaste le stesse della spesa senza l'impianto fotovoltaico, mentre la quota energia e le accise si riducono grazie all'energia fisicamente autoconsumata dalle utenze comuni connesse all'impianto³⁷.

La valutazione della spesa delle utenze domestiche è svolta applicando al consumo delle utenze domestiche i corrispettivi tariffari riportati in tabella 9. Si ricorda infatti che nella configurazione virtuale ogni utenza è collegata al proprio contatore fiscale e non vi è connessione diretta tra impianto e punto di accesso. In tal caso l'utente paga la sua bolletta normalmente e riceve un incentivo che è funzione del livello complessivo di condivisione energetica all'interno dello schema.

La tabella 13 evidenzia la spesa complessiva di tutti gli utenti domestici dello schema virtuale.

³⁶ Rapporto statistico – Solare Fotovoltaico 2019 -GSE

³⁷ La valutazione è svolta considerando il minor prelievo da rete generato dall'autoconsumo. In tal caso si sottrae dalla quota energia di tabella 11 l'autoconsumo fisico e si procede a valutare nuovamente la bolletta energetica delle utenze comuni.

Utenze Domestiche	SPESA	U.M.
Energia	5170,7	€/anno
Accise	87,85	€/anno
Potenza	952,55	€/anno
Fisso	1109,03	€/anno
Totale spesa senza IVA	7320,12	€/anno
IVA 10%	732,012	€/anno
Totale spesa con IVA	8052,13	€/anno

Tabella 13 – Spesa Sistema Virtuale Utenze Domestiche

Anche in questo caso, la quota della materia energia e le accise sono state ottenute, moltiplicando la somma del consumo totale di tutte le utenze domestiche, rispettivamente per la quota energia individuata in tabella 9 e per il valore delle accise riportato in tabella 7; la quota potenza invece è stata ottenuta prendendo in considerazione la somma delle potenze contrattuali delle 15 utenze moltiplicate per il valore della quota potenza individuata in tabella 9. Infine, è stata calcolata la spesa totale applicando l'IVA del 10%, alla somma della quota energia, della quota potenza, della quota fissa e delle accise.

Per il calcolo della spesa complessiva per la configurazione virtuale, devono essere conteggiati gli incentivi messi a disposizione da ARERA e dal MISE (vedi paragrafo 3.2):

Totale spesa senza incentivi	10857,17	€/anno
Risparmio autoconsumo	367,22	€/anno
Incentivo Mise + ARERA	196,13	€/anno
Vendita energia	445,6	€/anno
Totale spesa	9848,21	€/anno

Tabella 14 – Spesa Totale Sistema Virtuale

5.2.1.2 Analisi della configurazione fisica

La configurazione fisica prevede un unico punto di accesso alla rete pubblica e pertanto, tutte le utenze domestiche sono collegate ad un unico contatore fiscale. È necessario quindi dimensionare la potenza del contatore in base al numero di utenze che questo deve soddisfare. Come esempio viene utilizzato lo stesso condominio di medie dimensioni preso per il calcolo della spesa della configurazione virtuale, il quale è costituito da 15 utenze domestiche, ognuna con una potenza contrattuale di 3 kW e un'utenza comune con una potenza impegnata di 10 kW. Per poter individuare la giusta fornitura di un sistema elettrico, la semplice somma delle potenze attive (Teorema di Boucherot) conduce a sovrastimare l'impegno richiesto da un impianto; bisogna considerare infatti che:

- non è detto che un carico richieda costantemente la sua potenza nominale, molto più probabilmente, richiederà potenze diverse in tempi diversi, e talvolta rimarrà inattivo; questo conduce a considerare l'effettiva utilizzazione di un carico, per questo viene introdotto un coefficiente di utilizzazione K_u ;
- dato un insieme di carichi, non è detto che tutti richiedano simultaneamente la medesima potenza nominale, molto più probabilmente solo per una frazione di questi c'è contemporaneità, per questo viene introdotto un coefficiente di contemporaneità K_c .

In questo caso i due coefficienti (adimensionali) vengono presi pari a:

K_c	0,9
K_u	0,9

Tabella 15 – Valori dei coefficienti di utilizzazione e contemporaneità

La scelta di questi coefficienti è stata fatta in modo tale che le utenze comuni abbiano garantita la massima potenza impegnata (10 kW) e ogni utente domestico benefici di una potenza contrattuale virtuale di 2,3 kW che, in condizione di presenza contemporanea di tutti gli utenti in casa, garantisce comunque un buon livello di alimentazione dell'utenza domestica. Questa considerazione è giustificata dal fatto che comunque anche la potenza delle utenze comuni non è sempre sfruttata al massimo nelle differenti ore della giornata e plausibilmente la potenza virtuale costituisce il limite di potenza contrattuale minimo a disposizione di ogni utente domestico. Applicando i coefficienti K_c e K_u , la potenza impegnata pari a:

$$P = [(15 * 3) + (1 * 10)] * 0.9 * 0.9 = 44,6 [kW]$$

Di conseguenza, la spesa sostenuta dalla configurazione, senza includere l'impianto fotovoltaico risulterà essere:

Utenza Comune	SPESA SENZA FV	U.M.
Energia	6926,76	€/anno
Accise	64,69	€/anno
Potenza	2665,7	€/anno
Fisso	180,97	€/anno
Totale spesa senza IVA	9838,11	€/anno
IVA 22%	2164,39	€/anno
Totale spesa con IVA	12002,5	€/anno

Tabella 16 – Spesa Sistema Fisico senza FV - Utenze comuni

In questo caso, la quota della materia energia e le accise sono state ottenute, moltiplicando la somma del consumo totale dell'utenza comune (non domestica) e del consumo totale delle utenze domestiche, rispettivamente per la quota energia individuata in tabella 9 e la il valore delle accise in

tabella 8; per il calcolo della quota potenza invece è stata moltiplicata la potenza impegnata del contatore unico (44,6 kW) per il valore della quota potenza individuato nella tabella 9. Infine, è stata calcolata la spesa totale, aggiungendo l’IVA del 22%, alla somma della quota energia, della quota potenza, della quota fissa e delle accise.

Il calcolo della spesa in presenza di autoconsumo fisico è svolto con le medesime modalità dello schema virtuale. Tuttavia, in questo caso, il valore di energia condivisa nella configurazione virtuale è considerato totalmente autoconsumato dagli utenti direttamente connessi all’impianto di generazione. In tal caso le grandezze da considerare sono:

Produzione	11140	kWh/anno
Autoconsumo (20%)	2228	kWh/anno
Energia condivisa (20%)	1783	kWh/anno
Totale autoconsumo	4011	kWh/anno
Immissione in rete	7129	kWh/anno

Tabella 17 – Dati derivanti da impianto fotovoltaico – Sistema Fisico

Come si vede in tabella, la connessione diretta delle utenze domestiche genera una riduzione delle immissioni in rete dell’impianto, che non avviene nella configurazione virtuale³⁸. In tabella 18 è riportata la spesa ottenuta sottraendo 4011 kWh/anno di energia fisicamente autoconsumata alla bolletta energetica valutata in tabella 16:

Utenza Comune	SPESA CON FV	U.M.
Energia	6389,88	€/anno
Accise	59,67	€/anno
Potenza	2665,7	€/anno
Fisso	180,97	€/anno
Totale spesa senza IVA	9296,23	€/anno
IVA 22%	1856,76	€/anno
Totale spesa con IVA	11341,4	€/anno

Tabella 18 – Spesa Sistema Fisico con FV - Utenze comuni

Anche in questo caso, la quota fissa e la quota potenza restano le stesse rispetto a quelle ottenute nella configurazione senza fotovoltaico, mentre la quota energia e le accise sono calcolate togliendo la quota relativa all’autoconsumo fisico (che adesso è composto dalla somma dell’autoconsumo e dell’energia condivisa) dai valori ottenuti in tabella 16. Per il calcolo della spesa totale, il procedimento resta invariato rispetto a quello utilizzato per il calcolo della spesa senza l’impianto.

³⁸ Va ricordato che lo schema di incentivazione nazionale (legge 8/2020) prevede la totale valorizzazione dell’energia immessa in rete a prezzo di mercato nel caso di schema virtuale. Con lo schema fisico si riduce il valore di energia immessa in rete che è valorizzato a prezzo di mercato.

Occorre ricordare che in questa configurazione le utenze domestiche sono connesse all'impianto di generazione e pertanto concorrono a generare la spesa complessiva riportata in tabella 16. D'altro canto la connessione di queste utenze permette di incrementare il risparmio d'autoconsumo fisico, come evidenziato in tabella 19:

Totale spesa senza incentivi	12002,5	€/anno
Risparmio autoconsumo	661,10	€/anno
Incentivo Mise + ARERA	/	€/anno
Vendita energia	356,45	€/anno
Totale spesa	10984,95	€/anno

Tabella 19 – Spesa Totale Sistema Fisico

5.2.1.3 Confronto tra schema fisico e schema virtuale

Valutate le grandezze economiche dello schema fisico e virtuale è possibile confrontare i benefici economici ottenuti con l'utilizzo dei due schemi. Dai calcoli effettuati sia per lo schema virtuale che per quello fisico, è possibile notare che il sistema virtuale comporta, un vantaggio economico nella riduzione della spesa complessiva di tutte le utenze facenti parte dello schema:

	Spesa	U.M.
Sistema virtuale	9848,21	€/anno
Sistema fisico	10984,95	€/anno

Tabella 20 – Confronto spesa sistema virtuale e sistema fisico

Infatti, il valore della spesa per la configurazione virtuale risulta essere inferiore rispetto a quello sostenuto con la configurazione fisica. È importante sottolineare che il sistema fisico beneficia dell'applicazione dei coefficienti K_c e K_u che riducono complessivamente il valore della potenza impegnata del contatore di scambio con la rete e conseguentemente il contributo economico dovuto per la quota potenza. Nello schema virtuale, al contrario, ogni utente paga la quota potenza per la potenza contrattuale richiesta al fornitore (generalmente 3 kW). Nello schema fisico, pertanto, se da un lato questa agevolazione genera dei vantaggi a livello economico, d'altro canto non permette di avere la massima potenza contrattuale di cui beneficia l'utente nello schema virtuale (3 kW). In questo caso infatti, dispone di una potenza contrattuale virtuale di 2,3 kW. Per avere una spesa dello schema fisico pari a quella dello schema virtuale occorre dimensionare il contatore unico con coefficienti di utilizzazione e contemporaneità pari entrambi a 0,8, ma in questo caso la potenza contrattuale virtuale di ogni utenza domestica sarebbe pari a 1,68 kW, potenza che potrebbe generare l'intervento per

sovraccarico dell'interruttore a protezione del contatore di scambio, nella condizione di assorbimento contemporaneo di tutti gli utenti dello schema³⁹.

Un'altra considerazione da fare riguarda la necessità di realizzare una connessione in MT al raggiungimento dei 100 kW di potenza contrattuale nello schema fisico. Questa necessità non è presente per la configurazione virtuale mentre potrebbe rendersi necessaria in quella fisica al crescere del numero di utenze connesse al contatore unico di scambio con la rete, ovvero, in presenza di condomini di grandi dimensioni. Superati i 100 kW di potenza contrattuale, le spese di connessione in media tensione⁴⁰ per ogni kW di potenza messa a disposizione sono pari a 70,56 €/kW, mentre la quota fissa è di 486,64€ (quasi tre volte quella in bassa tensione); inoltre è necessaria la realizzazione di una cabina in media tensione la cui spesa ammonta a circa 40.000 €.

Dopo queste considerazioni, risulta ancora più evidente come il sistema virtuale sia più vantaggioso sia a livello economico, che a livello tecnico, rispetto al sistema fisico.

5.3 Esempi di AUC in Italia

I primi sistemi di autoconsumo collettivo che si sono sviluppati in Italia sono i seguenti:

<i>Nome</i>	<i>Comune di realizzazione</i>	<i>Fonti rinnovabili</i>	<i>Copertura energetica</i>	<i>Promotore</i>
<i>Autoconsumo collettivo di Pinerolo</i>	Comune di Pinerolo	Solare fotovoltaico: kW 20 Solare termico Pompa di calore: kW 83 (in riscaldamento), kW 71 (in raffrescamento)	90%	Accea Energie Nuove, Tecnozenith
<i>Condominio in via Bardonecchia a Torino</i>	Comune di Torino	Solare fotovoltaico: kW 255 Altro: pompe di calore, stazioni di ricarica per veicoli elettrici	100%	LL Italia
<i>RE(Y), Retail Efficiency Venezia</i>	Comune di Venezia	Pompa di calore 240 kW Fotovoltaico 249 kWp (energia elettrica prodotta: 312 MWh/a)	57%	Infinity Hub, EAmbiente, Regalgrid, Global Energy Finance Luxembourg, Ecomill S.r.l., Habitech, Ca' Foscari Alumni
<i>NzeB: Nearly Zero Energy Building</i>	Comune di Prato	Pompa di calore: kW 152 Solari termico: kW 64,86 Solare fotovoltaico: kW 32,7	Più del 90% di riscaldamento Più del	Edilizia Pubblica Pratese S.p.A.

³⁹ Non è esclusa che questa situazione possa verificarsi nelle ore serali quando si verifica un alto livello di assorbimento delle utenze comuni e la maggiore probabilità di presenza contemporanea di tutti gli utenti in casa.

⁴⁰ <https://www.e-distribuzione.it/connessione-alla-rete/importi-per-le-connessioni.html>

<i>Social Housing, Prato</i>			60% di elettricità	
-------------------------------------	--	--	--------------------	--

Tabella 21 – Primi sistemi di autoconsumo collettivo in Italia

➤ ***Autoconsumo collettivo di Pinerolo***

Il primo condominio in regime di autoconsumatore collettivo operativo d'Italia è stato inaugurato il 14 maggio 2021 a Pinerolo. Questo lavoro è stato realizzato in una joint venture tra l'azienda elettrica e del gas naturale Acea Energia e Tecnozentih, in collaborazione con l'Energy Center del Politecnico di Torino, ed è un caso di studio nel progetto europeo Horizon 2020 "Buildheat".

Dal punto di vista energetico, l'edificio è quasi completamente autonomo in termini di energia elettrica e riscaldamento/raffrescamento, poiché il 90% del proprio consumo è prodotto da un impianto solare fotovoltaico da 20 kW e da energia solare termica, quest'ultima è predisposta per la produzione di acqua calda sanitaria. È presente inoltre una pompa di calore, situata sul tetto, con una potenza di 83 kW nel momento in cui viene utilizzata per il riscaldamento, mentre ha una potenza di 71 kW quando viene utilizzata per il raffrescamento. L'edificio è inoltre dotato di un pacco batterie da 13 kWh per immagazzinare energia da riutilizzare quando necessario, riducendo al minimo il prelievo dalla rete.

Tramite un Building Management System (BMS), ogni condòmino può controllare le temperature di ciascuna stanza del proprio appartamento in base agli orari e ai differenti utilizzi degli spazi.

➤ ***Condominio in via Bardonecchia a Torino***

IL condominio in via Bardonecchia a Torino, composto da 21 alloggi, sta per essere registrato sul portale del GSE come esperienza di autoconsumo collettivo. Dal punto di vista energetico è alimentato attraverso due impianti fotovoltaici con una potenza complessiva di 255 kW, situati uno sul tetto e un altro sulla parete rivolta a Sud. Gli impianti, oltre ad essere collegati fisicamente ai contatori di ciascun appartamento, servono anche per alimentare stazioni di ricarica dei veicoli elettrici e delle pompe di calore. Il progetto è stato promosso da LLItalia.

➤ ***RE(Y), Retail Efficiency Venezia***

Retail Efficiency Venezia è il primo progetto di autoconsumo collettivo che vede protagonista il centro commerciale "La Piazza", ed è stato promosso tramite la piattaforma Ecomil.

L'obiettivo perseguito è stato la riqualificazione energetica di tutta la struttura, attraverso l'installazione di sistemi a led (risparmio energetico di 40,3 MWh annui), di una pompa di calore da 240 kW e di un impianto fotovoltaico da 249 kW (con una produzione di 312 MWh/anno). Tutto

questo riesce a garantire la copertura del 57% del fabbisogno energetico della struttura. In seguito, verranno installate anche le colonnine per la ricarica delle auto elettriche.

➤ ***NzeB: Nearly Zero Energy Building Social Housing, Prato***

NzeB è il primo social housing energeticamente sostenibile, promosso da Edilizia Pubblica Pratese S.p.A; è composto da 29 alloggi, un centro civico di 250 mq, un giardino attrezzato e una piazza. Il progetto ha come obiettivo finale quello di ridurre al massimo i costi energetici, del singolo e del condominio, sfruttando l'energia prodotta dallo stabile, di cui il 90% utilizzato per l'impianto termico, mentre il 60% per i consumi termici complessivi dell'edificio. L'impianto centralizzato è una pompa di calore della potenza di 152 kW (produzione di 12701 kWh/anno) alimentata da 100 pannelli fotovoltaici (ognuno con una potenza di 32,7 kWp), che si distribuisce all'interno dell'edificio, in una sistema di pannelli radianti a pavimento. In più sono presenti dei pannelli solari (con potenza pari a 64,86 kW), i quali vengono utilizzati per il riscaldamento e la produzione di acqua calda sanitaria.

6. APPROCCIO METODOLOGICO E STRUMENTI PROPOSTI

Come evidenziato nel capitolo 5, l'autoconsumo collettivo sembra essere la soluzione economicamente più conveniente rispetto agli schemi incentivanti attualmente utilizzati in Italia (conto energia, scambio sul posto); ad oggi ci troviamo in una fase in cui è stata avviata la sperimentazione di questi sistemi attraverso una normativa transitoria (Legge 8/2020 – Art.42 bis) che ha l'obiettivo di valutare le barriere e i problemi (di natura economica e di accettabilità sociale) che possono limitare lo sviluppo massivo di questi schemi d'autoconsumo collettivo nel territorio nazionale.

In primis, è importante individuare uno strumento che permetta di valutare la convenienza economica ed energetica di queste forme di autoconsumo. L'obiettivo di questa tesi è l'individuazione di uno strumento di confronto economico utile alle aziende, per dimostrare, a tutti quei soggetti che fossero interessati a realizzare un sistema di autoconsumo collettivo, i benefici economici di quest'ultimo.

Viene descritta nei paragrafi successivi la metodologia utilizzata per la ricerca e l'implementazione dei dati di input necessari alla valutazione della fattibilità tecnico-economica di un sistema di autoconsumo collettivo.

6.1 Metodologia

Per la valutazione della fattibilità tecnico-economica di un sistema di autoconsumo collettivo è necessario reperire una serie di dati, di seguito riportati:

➤ *Informazioni sull'edificio e sui vari impianti presenti*

Le principali informazioni necessarie a condurre un'analisi di fattibilità tecnico-economica riguardano

- la posizione geografica e le dimensioni dell'edificio;
- la tipologia e le caratteristiche degli impianti che costituiscono il consumo delle utenze comuni condominiali;
- la tipologia di contratto di fornitura delle utenze comuni (media o bassa tensione);
- il numero e la tipologia degli utenti che fanno parte dello schema di autoconsumo.

Quest'ultima informazione è necessaria ad individuare le abitudini comportamentali dell'utente tipo al fine di stimare una possibile quantità di energia condivisa all'interno dello schema utile a scegliere la taglia dell'impianto di generazione.

➤ *Consumi elettrici (utenze comuni e domestiche)*

La valutazione ottimale dei consumi d'utenza può essere svolta disponendo dei profili di consumo e produzione ottenibili dai contatori fiscali d'utenza. Questa opportunità è offerta connettendo un dispositivo di misura chiamato “dispositivo utente”, all'interfaccia di comunicazione dei contatori di nuova generazione. In assenza di questi contatori, si può stimare il consumo analizzando le bollette elettriche delle utenze comuni e domestiche del condominio. Tuttavia, l'accesso a queste informazioni è spesso ostacolato dagli stessi utenti dello schema che non comprendono l'importanza di conoscere questi dati al fine di scegliere la taglia ottima dell'impianto di generazione.

In assenza anche delle bollette elettriche si può comunque considerare il consumo tipico della famiglia italiana.

Per l'individuazione dei profili di utenze domestiche tipo, si può fare riferimento all'analisi svolta da ARERA sui consumi elettrici medi delle famiglie italiane⁴¹. Dai dati presenti all'interno della relazione, si osserva che la maggior parte delle famiglie italiane ha un contratto di fornitura che ricade nella classe 1,5 – 3 kW. Tale classe è predominante sulle altre sia in termini di prelievi effettuati che di numerosità di clienti.

I fattori dai quali dipende il consumo di una famiglia sono molteplici; tra i principali ci sono:

- Numero di persone
- Superficie abitabile
- Localizzazione geografica dell'abitazione
- Abitudini personali (modalità di utilizzo, quanto tempo si sta a casa)
- Numero e tipologia di elettrodomestici

Di seguito viene riportata una tabella, redatta da ENEA⁴², che mostra i consumi annui degli elettrodomestici comuni ad ogni tipologia di utenza:

Elettrodomestico	Ore di utilizzo	Potenza	Consumo
	[h/anno]	[W]	[kWh/anno]
Televisore	1280 (4 ore al giorno)	150	190
Phon	160 (mezz'ora al giorno)	1800	290
Lettore DVD	140	150	20
Lavatrice	260 cicli/anno	Classe A	240
Lavastoviglie	220 cicli/anno	Classe A	220
Frigido-congelatore	8760	Classe A	305
Condizionatore	Fabbisogno freddo:1300 kWh	COP:3	425
Forno-micronde	160 (mezz'ora al giorno)	1500	240
Ferro da stiro	160 (mezz'ora al giorno)	1000	160
Aspirapolvere	104	1800	185

⁴¹ Relazione Annuale 2020

⁴² Aggiornamento del modello per la stima dei consumi per riscaldamento, ACS e usi cottura e analisi dei dati del database delle detrazioni fiscali mediante la metodologia sviluppata

Computer	640 (2 ore al giorno)	150	95
Illuminazione	4800 soggiorno, 3800 cucina, 1900 camere e bagno	Fluorescente: 12	150

Tabella 22 – Consumi elettrodomestici comuni

Conoscendo i consumi degli elettrodomestici, è possibile fare una stima del consumo annuo di varie tipologie di utenze:

Consumo annuo energia elettrica [kWh]	Utente tipo	Superficie abitabile [m²]
1.500	Utente single (18-35 anni)	30 - 45
2.200	Coppia di pensionati (55-80 anni)	30 - 45
2.500	Giovane coppia (18 – 40 anni)	30 - 60
2.700	Famiglia composta da 3-4 persone	45 - 70
3.300	Famiglia composta da 5-6 persone	55 - 80

Tabella 23 – Profili tipo individuati

La stima è stata svolta considerando i possibili elettrodomestici presenti nell'abitazione al variare della tipologia di utente considerato:

- utente single: un televisore, una lavatrice, un frigo-congelatore e un computer;
- coppia di pensionati: un televisore, una lavatrice, una lavastoviglie, un frigo-congelatore e un ferro da stiro; mentre per la giovane coppia, oltre agli elettrodomestici descritti prima, sono stati aggiunti due computer;
- famiglia composta da 3-4 persone: due televisori, la lavatrice, la lavastoviglie, il frigo-congelatore, due computer, un ferro da stiro e un forno-microonde;
- famiglia composta da 5-6 persone: tre televisori, la lavatrice, la lavastoviglie, il frigo-congelatore, tre computer, un ferro da stiro, un forno-microonde e l'aspirapolvere.

Un altro fattore importante da considerare è come è distribuito il consumo d'utenza nel tempo, ovvero occorre individuare la ripartizione in fasce dei consumi elettrici: F1 (8:00 – 19:00), F2 (7:00 – 8:00 e 19:00 – 23:00) ed F3 (00:00 – 7:00 e 23:00 – 24:00). Nel presente lavoro, in base alle caratteristiche dell'utenza considerata, si fa riferimento alle percentuali di ripartizione in fasce⁴³ proposta da ARERA per le utenze domestiche:

Percentuale consumi in fascia F1	Percentuale consumi in fascia F2	Percentuale consumi in fascia F3
33%	31%	36%

Tabella 24 – Ripartizione in Fasce F1, F2 e F3 tipo

⁴³ Ripartizione in fasce ARERA

Anche il consumo delle parti comuni, costituisce un elemento di valutazione di importanza rilevante perché può condizionare fortemente i risparmi economici dei membri della comunità. Pertanto è necessario valutare preliminarmente il fabbisogno elettrico delle utenze comuni al fine di scegliere una taglia di impianto FV che possa soddisfare contemporaneamente sia il fabbisogno delle utenze condominiali, sia quello delle singole utenze. I consumi elettrici comuni sono più semplice da reperire rispetto a quelli delle utenze domestiche. In caso di assenza di dati, bisognerebbe partire con l'analizzare i consumi giornalieri degli utilizzatori condominiali:

Utilizzatore	Media ore di lavoro/giorno	Energia consumata [kWh]
Ascensore	5	3,5
Luci vani scale	12	0,6
Luci giardino	12	1,2
Luci cantina/box	3	0,7
Luci solai	1	0,3
Luci emergenza	24	0,1
Citofoni	24	0,2
Autoclave	24	1,2
Antenna	24	0,3

Tabella 25 – Utilizzatori per calcolo dei consumi comuni⁴⁴

Questi utilizzatori fanno riferimento ad un condominio di piccole/medie dimensioni con un consumo annuo complessivo di 16000 kWh per le parti comuni. A partire dalle ore medie di lavoro degli utilizzatori e selezionando opportunamente gli utilizzatori da considerare nella configurazione condominiale analizzata, è possibile ricavare il profilo tipico di assorbimento delle utenze comuni.

➤ *Taglia e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico installato/da installare*

Una volta ottenuto il consumo totale annuale dell'edificio in esame, è possibile andare a dimensionare l'impianto fotovoltaico. La regola generale da rispettare è che l'energia prodotta dovrà essere maggiore di quella consumata.

Per prima cosa bisogna stabilire il periodo di utilizzo:

- solo estivo
- solo invernale
- tutto l'anno

Dopo di che, tramite un simulatore (es. PVGIS⁴⁵), è possibile individuare l'irraggiamento annuo su di una superficie (tetto a falda, tetto piano) con latitudine, orientamento ed inclinazione pari a quella

⁴⁴ I prosumer condominiali – GSE, Elemens e Kantar

⁴⁵ Sistema informativo territoriale fotovoltaico (PVGIS)

tecnicamente fattibile per il sistema FV da installare (o installato nel caso di edificio già dotato). I pannelli fotovoltaici devono essere possibilmente rivolti a Sud, e posizionati in modo da ricevere l'irraggiamento solare per più tempo possibile. Con orientamenti diversi dal Sud la perdita di rendimento non supera il 5% rispetto all'orientamento ottimale. Anche l'inclinazione rispetto al piano dell'orizzonte ha importanza fondamentale: un'inclinazione dei pannelli di 60° permette di sfruttare maggiormente i raggi del sole nel periodo invernale, mentre una ridotta inclinazione (es. 20°) ottimizza la produzione nel periodo estivo; una media che vale per tutto l'anno è circa 30°- 35°.

Per stimare la taglia dell'impianto è necessario mettere in correlazione l'irraggiamento con le prestazioni tecniche dei pannelli scelti per la realizzazione dell'impianto. Solo in questo modo, è possibile calcolare la quantità di energia che l'impianto potrà fornire.

Oggi in commercio sono presenti diverse tipologie di pannelli; nella tabella 26 sono riportate le principali caratteristiche:

Tecnologia pannelli	Potenza di picco	Altezza	Larghezza	Spessore	Superficie per 1 kWp
	[Wp]	[cm]	[cm]	[cm]	[m²]
Policristallini	230 – 245	160 - 170	90 - 100	4 - 5	8 - 11
Monocristallini	190 - 200	130 - 140	90 - 100	4 - 5	7 - 9
A film sottile	77,5 – 87.5	120	60	0,6 – 0,7	11-13

Tabella 26 – Caratteristiche principali dei pannelli fotovoltaici in commercio

Per le simulazioni, si ipotizza di utilizzare dei pannelli in silicio policristallino, i quali attualmente sono quelli maggiormente utilizzati.

Una volta individuata la tipologia di pannello quindi, dalla sua scheda tecnica è possibile individuare il valore di efficienza, ovvero quanto produce ogni pannello in base al valore di irraggiamento considerato. Inoltre, bisogna tenere conto della restante parte del sistema fotovoltaico, cioè bisogna considerare le perdite imputabili ai diversi dispositivi elettrici dell'impianto. Al valore di efficienza ottenuto quindi bisogna sottrarre le perdite di sistema, che sono le seguenti:

- perdite a causa dello scostamento della temperatura (8%)
- perdite per la non uniformità tra le stringhe (5%)
- perdite per riflessione (3%)
- perdita in corrente continua (2%)
- perdita dovuta alla carica e scarica delle batterie (8%)
- perdita dell'inverter (8%)
- perdita per la sporcizia accumulata sui moduli (2%)

Il totale delle perdite risulta essere pari al 36%.

Dopo aver individuato il valore di produzione di ogni pannello al netto delle perdite di sistema, conoscendo sempre dalla scheda tecnica la dimensione di ogni modulo, è possibile calcolare la superficie virtuale (cioè i m² ipoteticamente necessari per coprire il fabbisogno considerato) per l'installazione dell'impianto fotovoltaico e il numero di pannelli da utilizzare.

Infine, la taglia dell'impianto viene calcolata moltiplicando la potenza del pannello per il numero di pannelli individuati per coprire il consumo totale dell'edificio.

➤ *Parametri economico-finanziari*

Infine, per quanto riguarda i parametri economico-finanziari da inserire, bisogna conoscere l'investimento iniziale e i vari costi di manutenzione previsti per l'impianto fotovoltaico. I costi dei principali pannelli in commercio sono riportati in tabella 27:

Tecnologia pannelli	Potenza di picco	CAPEX	OPEX
	[Wp]	[€/kWp]	[€/anno]
Policristallini	230 – 245	700 - 1400	30 - 60
Monocristallini	190 - 200	1000 - 1800	40 - 80
A film sottile	77,5 – 87.5	2500-3000	75 - 120

Tabella 27 – CAPEX e OPEX dei principali pannelli fotovoltaici in commercio⁴⁶

Considerando i prezzi riportati e l'utilizzo di un impianto in policristallino, è stato ipotizzato un CAPEX (investimento unitario iniziale) pari a 1400 €/kWp e un OPEX (costi operativi di gestione e manutenzione) pari a 40 €/anno. In più deve essere considerato il contributo GSE pari a 30 €/anno, come riportato all'interno delle “Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa”. È inoltre importante specificare se si vuole utilizzare la detrazione del 50% o il Superbonus.

Per il calcolo dei benefici economici del sistema, devono essere conteggiati anche gli incentivi erogati da parte di Mise ed ARERA, di seguito riportati:

⁴⁶ Fotovoltaico power to the people – Fonte: RSE

	AUC
Corrispettivo Unitario (Delibera ARERA)	Tariffa di trasmissione in BT (7,61€/MWh per il 2020)
	Valore massimo componente variabile di distribuzione BT-AU
	Perdite di rete (circa 1,3 €/MWh in BT e circa 0,6 €/MWh in MT)
Tariffa Premio (DM MISE)	100 €/MWh

Tabella 28 - Corrispettivo Unitario (Delibera ARERA) e Tariffa Premio (DM MISE) per AUC

La formula attraverso la quale viene valutato il contributo per la valorizzazione dell'energia elettrica condivisa (C_{AC}), espresso in €, è la seguente:

$$C_{AC} = CU_{Af,m} * E_{AC} + \sum_{i,h} (E_{AC,i} * C_{PR,i} * P_z)_h$$

Con:

- E_{AC} : energia elettrica condivisa
- $CU_{Af,m}$: corrispettivo unitario di autoconsumo forfettario mensile
- $C_{PR,i}$: coefficiente delle perdite evitate
- P_z : prezzo zonale orario
- i : livello di tensione
- h : ora di riferimento

Il coefficiente delle perdite di rete evitate (C_{PR}) è pari a:

- a) 1,2% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in media tensione;
- b) 2,6% nel caso di energia elettrica condivisa per effetto della produzione di impianti di produzione connessi alla rete di distribuzione in bassa tensione

Come prezzi di riferimento per l'acquisto e la vendita dell'energia, si fa riferimento alla scheda tecnica dell'ARERA⁴⁷. Il costo dell'energia elettrica per il cliente tipo dal 1° aprile 2021, è pari a 20,83 centesimi di euro per kilowattora, così suddiviso:

- Spesa per la materia energia:

⁴⁷ L'AGGIORNAMENTO DELLE CONDIZIONI DI TUTELA II TRIM 2021 NEL DETTAGLIO – MILANO, 29 Marzo 2021

- 8,03 centesimi di euro (38,5% del totale della bolletta) per i costi di approvvigionamento dell'energia, con un aumento di circa il 10% rispetto al primo trimestre 2021;
- 1,91 centesimi di euro (9,2% del totale della bolletta) per la commercializzazione al dettaglio, invariato rispetto al primo trimestre 2021.
 - Spesa per il trasporto e la gestione del contatore:
- 4,01 centesimi di euro (19,2% del totale della bolletta) per i servizi di distribuzione, misura, trasporto, perequazione della trasmissione e distribuzione, qualità; invariato rispetto al primo trimestre 2021.
 - Spesa per oneri di sistema:
- 4,18 centesimi di euro (20,1% del totale della bolletta) per la spesa per oneri di sistema, invariati rispetto al primo trimestre 2021.
 - Imposte:
- 2,70 centesimi di euro (13% del totale della bolletta) per le imposte che comprendono l'IVA e le accise.

Mentre, Il prezzo medio del kWh sul mercato libero è di circa 0,0625 €/kWh per la sola componente energia, alla quale, oltre alle imposte, vanno sommati gli oneri di gestione e trasporto predisposti dai singoli fornitori.

6.2 Strumenti

6.2.1 Definizione di un modello di calcolo

Il primo strumento utilizzato per la valutazione della fattibilità energetico-economica di un sistema di autoconsumo collettivo è un **modello di calcolo** che analizza il sistema dal punto di vista qualitativo.

Il modello permette di svolgere un'analisi di sensitività che sviluppa un range di valori delle grandezze energetiche (energia autoconsumata, energia immessa ed energia condivisa), invece di un dato puntuale. In questo modo è consentito un esame dei risultati della valutazione in modo più completo e coordinato, potendo considerare un ventaglio di possibili scenari. Lo scopo di questo modello è quello di fornire, attraverso l'inserimento dei dati riportati nel paragrafo 6.1, una valutazione preliminare della fattibilità di un sistema di autoconsumo collettivo, che faccia capire in maniera immediata i benefici economici al cliente che si sta approcciando per la prima volta a questo tipo di sistema. Dopo aver effettuato la valutazione del caso, l'azienda può fornire i risultati ottenuti compilando l'allegato A riportato a fine tesi.

I dati da inserire all'interno del modello sono, in primis, i consumi delle utenze comuni e i consumi delle utenze domestiche ripartiti nelle varie fasce (di queste viene presa in considerazione solo la fascia F1, essendo la fascia più coperta dalla curva di produzione dell'impianto fotovoltaico).

Una volta inseriti i dati relativi alla taglia del fotovoltaico, il modello ricava le quantità di autoconsumo, energia condivisa ed energia immessa e permette di calcolare il risparmio totale del sistema, non solo dell'edificio in generale, ma anche della singola utenza, attraverso un coefficiente di ripartizione. Quest'ultimo è frutto di un'analisi⁴⁸ puntuale effettuata sui profili di consumo e produzione della comunità: esso stabilisce la quota parte di produzione fotovoltaica destinata a coprire il consumo energetico della singola utenza. Può assumere valori compresi nell'intervallo 0-1: se il coefficiente risulta essere pari a 0, allora la quota di autoconsumo è nulla per assenza di produzione fotovoltaica, mentre se il coefficiente risulta essere pari a 1, il fabbisogno dell'utenza è totalmente coperto dalla produzione fotovoltaica. In quest'ultimo caso, se la produzione virtuale è maggiore dell'autoconsumo virtuale, si verifica un'immissione in rete. La formula per il calcolo del coefficiente di ripartizione è la seguente:

$$C_r = \frac{\sum \text{consumi d'utenza annuali}}{\text{Produzione FV}}$$

Mentre per quantificare l'autoconsumo d'utenza si procede nel seguente modo:

$$A_{utj} = C_r * C_{utj}$$

Con:

- A_{utj} : autoconsumo virtuale utenza j
- C_r : coefficiente di ripartizione globale
- C_{utj} : consumo dell'utenza j

Infine è possibile valutare in base alla percentuale di autoconsumo, il ritorno dell'investimento iniziale effettuato per l'installazione dell'impianto.

I dati di output che il foglio restituisce sono di tipo energetico:

- produzione dell'impianto FV
- energia autoconsumata
- energia condivisa
- energia immessa in rete
- energia in eccedenza venduta alla rete

E di tipo economico-finanziario, ovvero:

⁴⁸ I prosumer condominiali – GSE, Elemens e Kantar

- risparmi, ricavi e costi annuali: includono risparmi da autoconsumo diretto, ricavi da energia elettrica immessa in rete e costi di gestione e manutenzione
- incentivi e restituzione oneri di rete: includono l'incentivo MISE sull'energia condivisa e la restituzione delle componenti tariffarie;
- indicatori finanziari: ovvero il tempo di ritorno dell'investimento

6.2.2 Software Recon

Il secondo strumento è **Recon**, è un simulatore tecnico economico con lo scopo di progettare il miglior investimento/progetto per una specifica comunità energetica, partendo dai dati a disposizione e coinvolgendo i cittadini nel processo di transizione energetica. Lo strumento intende promuovere la diffusione delle CER e degli AUC, supportando gli Enti Locali e gli stakeholder. Recon può svolgere diverse funzioni:

- analisi e ricostruzione profili di consumo di una comunità;
- ipotesi progettuale e calcolo investimento/spese di gestione;
- stima dei profili di produzione fotovoltaica;
- analisi dei profili di autoconsumo collettivo ed energia condivisa;
- analisi degli scenari economici;
- analisi dei flussi di cassa, payback, ROI, ecc...

Lo strumento è stato reso disponibile da maggio 2021 ed ha riscontrato un successo notevole, essendo uno strumento di facile utilizzo, versatile e liberamente accessibile online; ad oggi infatti, il numero di utenti registrato è già pari a 400 e sono stati già simulati 260 progetti di comunità energetiche. Gli enti che si sono registrati sono di vario tipo, per esempio agenzie per la casa, associazioni, cooperative, enti pubblici, ESCo, operatori energetici, studi di progettazione e consulenza, università ed enti di ricerca.

Come per il modello di calcolo, i dati di input da inserire all'interno della piattaforma sono quelli descritti nel paragrafo 6.1. Attraverso l'inserimento di questi dati, viene svolta un'analisi energetica ed economica, con la possibilità di includere fino a 10 cluster di abitazioni, cioè abitazioni tipo con analoghe caratteristiche di occupazione, involucro dell'edificio e utenze elettriche. In mancanza dei dati sui consumi, Recon è dotato di algoritmi sviluppati ad hoc che considerano il contributo del singolo uso elettrico (apparecchiature elettriche e illuminazione, riscaldamento, raffrescamento, e produzione di acqua calda sanitaria).

Il software permette di effettuare un'autovalutazione dell'autoconsumo e della condivisione dell'energia conoscendo la produzione dell'impianto fotovoltaico, la quale dipende dal comune che

si seleziona (elenco comuni aggiornato su base ISTAT) e tramite API al tool PVGIS. Recon è validato su un esteso dataset di dati quartorari reali di consumo e produzione.

Infine permette di ottenere indicazioni sulla convenienza economica dell'investimento, andando ad includere l'incentivo sull'energia condivisa (DM Mise 16 settembre 2020), la restituzione delle componenti tariffarie (Delibera ARERA 318/2020), detrazione fiscale del 50% con risparmio energetico, superbonus 110% ed eventuale mutuo bancario.

I dati di output sono di tipo energetico ed ambientale:

- grandezze energetiche: produzione dell'impianto FV, energia autoconsumata, energia condivisa, energia immessa in rete, energia in eccedenza venduta alla rete;
- indicatori energetici ambientali: includono autoconsumo diretto, autoconsumo collettivo, autosufficienza energetica, CO₂ evitata

E di tipo economico-finanziario:

- risparmi, ricavi e costi annuali: includono risparmi da autoconsumo diretto, ricavi da energia elettrica immessa in rete e costi di gestione e manutenzione
- incentivi e restituzione oneri di rete: includono l'incentivo MISE sull'energia condivisa, la restituzione delle componenti tariffarie e la restituzione delle perdite di rete evitate;
- indicatori finanziari: ovvero il tempo di ritorno dell'investimento, flussi di cassa attualizzati, flussi di cassa cumulati, valore attuale netto a 20 anni, tasso interno di rendimento, e interessi totali sul prestito bancario (eventuale).

Recon fa parte di un'infrastruttura creata da ENEA (agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo sostenibile), che si chiama “**Piattaforma Local Energy Communities**” ed è costituita da una serie di servizi che condivide tramite un back end, cioè un sistema potente di infrastrutture digitali per l'acquisizione di dati. Lo strato di interoperabilità è importante non solo per far migrare i dati da un servizio ad un altro, ma anche per creare una interoperatività, in particolare con il GSE, ma anche con le Regioni, i Comuni, i cittadini e gli istituti di credito.

Altri tipi di servizi, che non sono ancora disponibili, ma lo saranno entro la fine del 2021, sono **Dhomus** e **CRUISE**. Il primo è una piattaforma IoT che serve per dare supporto al singolo cittadino, mentre il secondo è un cruscotto per la gestione di una CER. La logica è che i dati delle singole abitazioni vadano a confluire in una piattaforma con modalità IoT, sulla quale poi vengono effettuate delle analisi.

In particolare, Dhomus fornisce i dati di consumo, produzione ed energia condivisa del singolo cittadino; inoltre dà suggerimenti per consumare meno ed aumentare l'autoconsumo e la possibilità di confrontare i propri dati con gli altri.

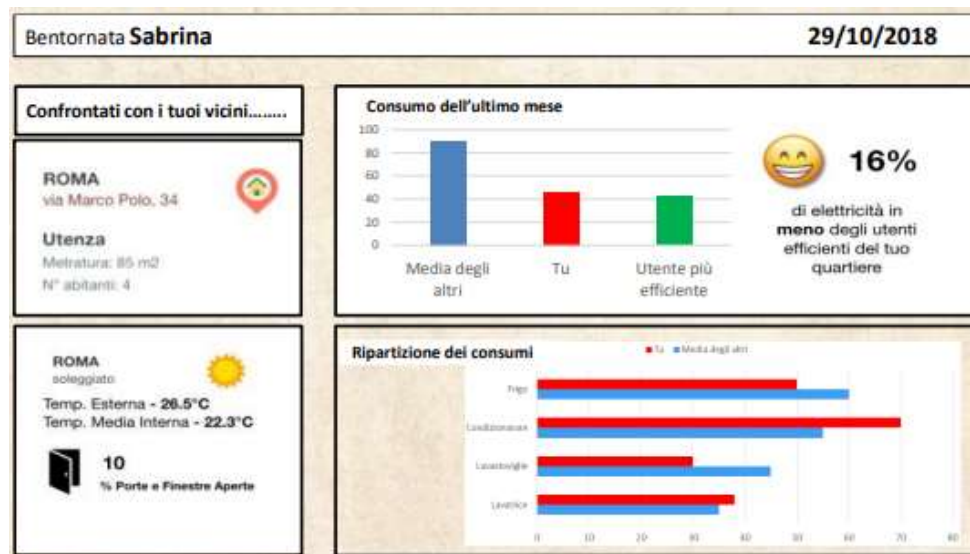


Figura 40 – Esempio interfaccia Piattaforma Dhomus – Fonte: ENEA

Cruise invece è uno strumento che serve per la comunità energetica e fornisce le curve di autoconsumo, energia condivisa ed autosufficienza collettiva; permette di fare una clusterizzazione dei profili, un benchmarking e ottenere dei modelli che permettono la distribuzione degli incentivi (in euro o token) che arrivano alla comunità.

L'ultima infrastruttura, che sarà disponibile solo nel 2022, è la **Local Token Economy**, la quale è una piattaforma di scambio di beni e servizi basata su token: questa piattaforma supporta una economia locale che recupera valore attraverso la remissione in circolazione nella comunità di beni, conoscenze e spazi inutilizzati (sharing economy); inoltre realizza la sharing community attraverso una economia locale basata su "token" che vengono scambiati con beni e servizi: sostanzialmente, quando un utente del sistema realizza qualcosa che aiuta a migliorare la comunità e contribuisce a farla diventare più sostenibile, ottiene dei token che possono essere poi spesi in servizi sociali all'interno della comunità.

Come funziona questo sistema? Sulla piattaforma vengono pubblicati dei servizi o degli scambi che il cittadino o il fornitore è disposto a realizzare; tramite app (smart phone o pc) il cittadino (in questo caso il fruitore) richiede il servizio che gli interessa ed inoltra la richiesta. Se la richiesta è approvata dal fornitore, allora si attiva uno smart contract tra chi eroga il servizio e chi ne usufruisce, sulla piattaforma blockchain. Una volta svolto e terminato il servizio richiesto, l'app invia il messaggio di chiusura contratto, e di conseguenza, una quantità di token vengono spostati dal "wallet" del fruitore

al “wallet” del fornitore. Nel caso in cui il servizio è riconosciuto di interesse collettivo (ambientale, sociale, comunitario) la Community concede un bonus in token al fornitore.

I token non sono una moneta, quindi non si possono accumulare, né si possono contrarre debiti, possono essere utilizzati solo a fronte di servizi per la comunità; per favorire l’adesione, a chiunque voglia partecipare a questo sistema, viene concesso un bonus in token.

La piattaforma ha le sue regole, i meccanismi sono regolati da “parametri di peso” e la gestione è completamente svolta dalla comunità, la quale controlla anche il volume di token in circolazione.

Questo meccanismo fa sì che si crei un’alleanza tra il cittadino e lo stakeholder (il fornitore); quest’ultimo può offrire servizi al cittadino o alla comunità, strutture, sconti o bonus su prodotti eco-compatibili, e finanziare le comunità attraverso l’acquisto di token da distribuire.

Infine, saranno disponibili dal prossimo anno altre due strutture, che sono: **Living Lab**, ovvero un social per la condivisione di progetti di comunità e sentiment analysis, e **Micro Grids**, cioè un simulatore di interventi di microgrids nella comunità.

Questa infrastruttura ha lo scopo di supportare le singole CER che si andranno a creare nei vari tipi di scale, dal sistema condominiale alla singola comunità energetica, fino ad arrivare a cluster di CER. L’aspetto interessante è il fatto che la costruzione di una struttura simile contiene standard e parametri qualificati che possono essere confrontati tra di loro e far capire quali sono le strategie migliori da adottare per la costruzione di una comunità energetica. Inoltre, essendo un’infrastruttura supportata da finanziamenti messi a disposizione per la ricerca, i servizi potrebbero essere utilizzati in modo gratuito da tutte le comunità.

7. MODELLAZIONE DI UN SISTEMA DI AUTOCONSUMO COLLETTIVO

7.1 Presentazione caso studio

Il condominio preso in esame è situato in via Bossolasco 3, a Torino (TO).

Superficie	130,17 km ²
Densità	6779,77 ab./km ²
Fuso orario	UTC + 1
Cod. catastale	L219
Classe sismica	Zona 4
Classe climatica	Zona E, 2617 GG

Tabella 29 – Dati città di Torino

Altitudine	
Municipio	239 s.l.m.
Minima	204 s.l.m.
Massima	715 s.l.m.
Zona Altimetrica	Pianura
Coordinate geografiche	
Latitudine	45°04'41"16 E
Longitudine	07°40'33"96 E

Tabella 30 – Altitudine e coordinate geografiche

È composto da 5 piani, ognuno con due appartamenti e un piano seminterrato, dove sono presenti le cantine e il locale tecnico. Nell'immagine satellitare seguente, presa da Google Earth, è possibile osservare la forma e l'orientazione dell'edificio. In particolare, questo ha latitudine 45°06'28''25 e longitudine 07°65'09''95.

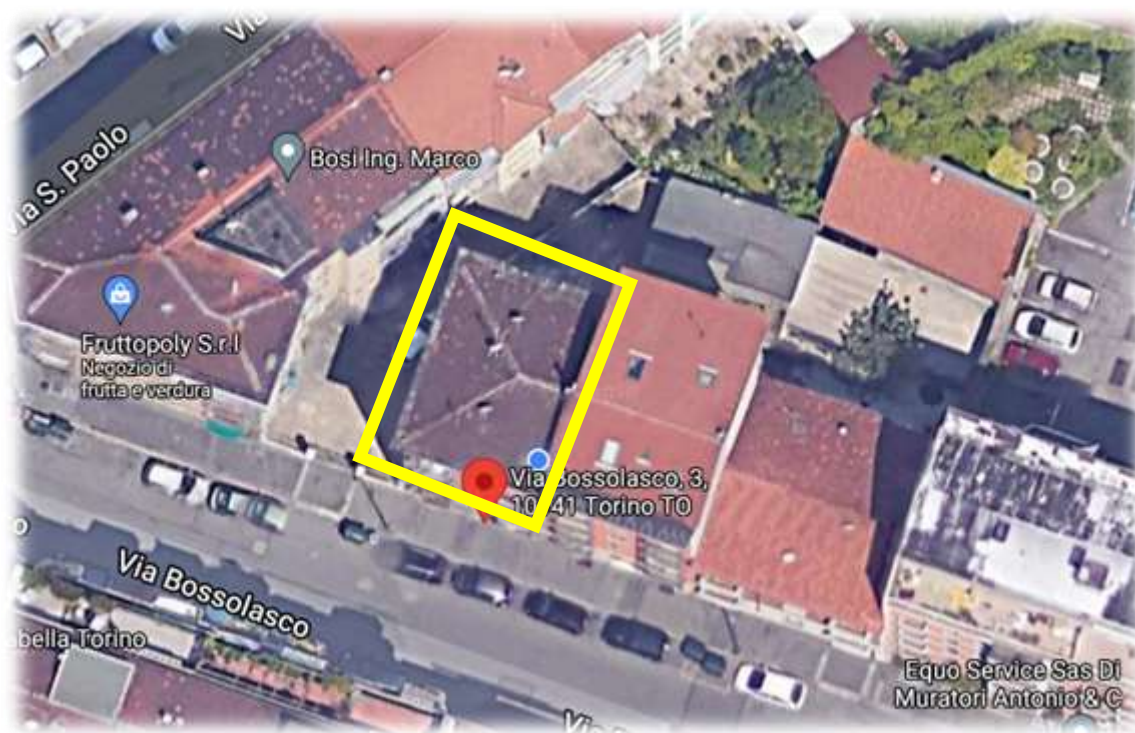


Figura 41 – Condominio in Via Bossolasco 3, Torino – Immagina satellitare

Il condominio ha riscaldamento centralizzato, costituito da un generatore di calore alimentato a gas, e regolato in ogni appartamento attraverso valvole termostatiche; per la produzione di acqua calda sanitaria invece è presente una caldaia autonoma, sempre alimentata a gas.

La copertura ha una superficie di circa 95 m²; l'edificio è caratterizzato da una classe energetica G, di conseguenza la qualità termica risulta essere mediocre.

7.2 Simulazione attraverso modello di calcolo

La prima simulazione viene effettuata attraverso il modello di calcolo, ovvero lo strumento creato come supporto per le aziende, per una prima valutazione di fattibilità tecnico-economica della configurazione. I dati di input inseriti all'interno del modello di calcolo sono quelli descritti nel paragrafo 6.1.

Per quanto riguarda i consumi delle utenze comuni, questi sono stati forniti dall'amministratore del condominio preso come caso studio, e risultano essere pari a circa 11000 kWh/anno; come per i consumi delle utenze domestiche, anche per questi è stata considerata la fascia F1 pari a 3630 kWh/anno. I consumi delle utenze domestiche invece sono stati ipotizzati, considerando i consumi tipo individuati in tabella 24 e la ripartizione in fasce in tabella 25, ottenendo i seguenti risultati:

Utenza	Superficie	N° persone	Consumi	Consumi F1
[-]	[m ²]	[-]	[kWh/anno]	[kWh/anno]
Ut_1	45	1	1500	495
Ut_2	55	2	2500	825
Ut_3	45	1	1500	495
Ut_4	55	4	2700	891
Ut_5	45	2	2500	825
Ut_6	55	4	2700	891
Ut_7	45	2	2500	825
Ut_8	55	2	2500	825
Ut_9	45	1	1500	495
Ut_10	55	2	2500	825
TOT	500	21	22400	7392

Tabella 32 – Stima dei consumi delle utenze domestiche

Una volta ottenuti i consumi elettrici complessivi del condominio, è stato possibile individuare la taglia dell'impianto fotovoltaico adatta. È stato scelto di dimensionare il sistema solo in base ai consumi della fascia F1 (consumi comuni pari a 3630 kWh/anno e consumi domestici pari a 7392 kWh/anno), ovvero la fascia coincidente con la curva di produzione dell'impianto fotovoltaico; la superficie virtuale individuata quindi, corrisponde ai m² ipoteticamente necessari (i quali dovranno essere poi confrontati con i reali m² della superficie di copertura a disposizione) per coprire i consumi della fascia considerata. Attraverso il dimensionamento riportato all'interno del paragrafo 6.1, è stata ottenuta una taglia dell'impianto pari a circa 10 kWp.

Parametro	Unità di misura	Valore
Fabbisogno totale annuo (fascia F1)	kWh/anno	11022
Irraggiamento sulla falda	kWh/m ²	1928,52
Efficienza pannello	%	17,52
Produzione pannello	kWh/ m ²	337,88
Rendimento sistema	%	64
Produzione pannello al netto delle perdite del sistema	kWh/ m ²	216,24
Superficie virtuale sistema FV	m ²	50,97
Dimensione pannello	m ²	1,94
Numero pannelli virtuali	-	26,27
Potenza pannello	W	340,00
Taglia impianto FV	kWp	8,93

Tabella 33 – Dimensionamento dell'impianto FV

Per ricavare la produzione annuale dell'impianto FV, la quale risulta essere pari a 13660 kWh/anno, è stato utilizzato il software PVGIS. In figura 42 sono riportati tutti gli output estratti dal software:

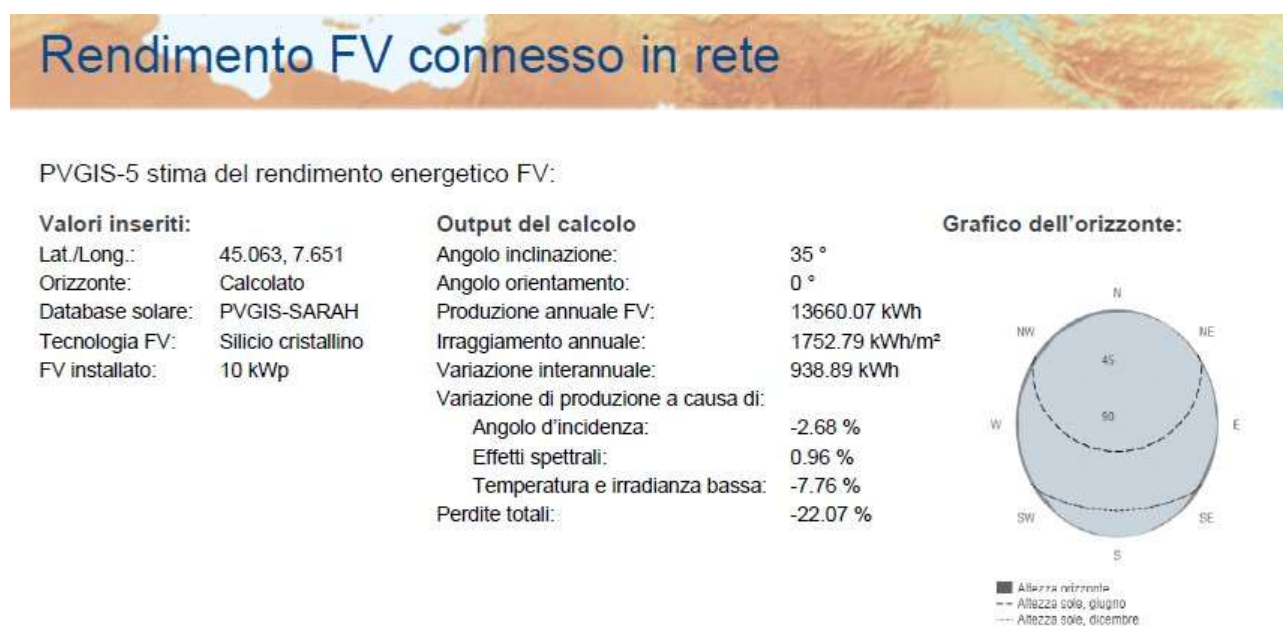


Figura 42 – Output impianto fotovoltaico estratti da PVGIS

Per i parametri economici invece, si è fatto riferimento a quelli riportati nella metodologia, i quali sono riassunti nella tabella seguente:

Prezzo acquisto energia	0,2083	€/kWh
Prezzo vendita energia	0,06	€/kWh
Tariffa incentivo MISE	0,1	€/kWh
Restituzione oneri ARERA	0,01	€/kWh

Tabella 34 – Parametri economici utilizzati all'interno del modello di calcolo

7.2.1 Risultati

7.2.1.1 Consumi e produzione elettrici annui

Il primo gruppo di risultati ottenuti riguarda le grandezze energetiche:

Consumi elettrici totali	33400										kWh/anno
Produzione impianto FV	13660										kWh/anno
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Energia direttamente autoconsumata	1366	2732	4098	5464	6830	8196	9562	10928	12294	13660	kWh/anno
Energia immessa in rete	11655	10360	9065	7770	6475	5180	3885	2590	1295	0	kWh/anno
Energia condivisa	1165	2072	2719	3108	3237	3108	2719	2072	1165	0	kWh/anno
Energia in eccedenza	10489	8288	6345	4662	3237	2072	1165	518	129	0	kWh/anno

Tabella 35 – Output energetici ottenuti dal modello di calcolo

La tabella mostra come queste varino, in base alla percentuale di autoconsumo considerata. Per tenere conto delle perdite di energia, viene applicato un fattore di perdita⁴⁹ sull'energia immessa pari al 5,2% per i punti di interconnessione in bassa tensione. Solitamente, si arriva ad una percentuale di autoconsumo tra il 20% - 30%, mentre arrivare ad una percentuale del 100% è praticamente impossibile. Si può ipotizzare di raggiungere percentuali così alte, ammettendo che il condominio sia dotato di un sistema di accumulo, attraverso cui è possibile immettere in rete di notte quanto accumulato di giorno perché non autoconsumato, ovvero una quantità di energia idealmente pari a quanto prelevato dai condòmini. In questo modo l'autoconsumo sarebbe massimo così come l'incentivo ricevuto, mentre gli oneri sarebbero al minimo. In questo senso si può dire che si incentiva di fatto il sistema di accumulo (non oggetto di questa tesi). Inoltre, bisogna ricordare che l'energia che viene immessa in rete viene comprata ad un prezzo inferiore, rispetto al prezzo con cui viene venduta al cittadino, per questo nasce l'autoconsumo collettivo: sfruttare l'energia autoconsumata e l'energia condivisa, piuttosto che l'energia immessa, dalla quale si hanno meno benefici.

7.2.1.2 Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali

Il secondo gruppo di risultati invece riguarda l'impianto FV (tabella 36) e i risparmi e i ricavi che si ottengono con gli incentivi messi a disposizione dal Decreto MISE 16 settembre 2020 e dalla Delibera ARERA 318/2020 (tabella 37).

⁴⁹ Revisione dei fattori percentuali convenzionali di perdita e del meccanismo di perequazione delle perdite sulle reti di distribuzione - ARERA

Superficie impianto FV	80,00	m ²
Costo iniziale dell'impianto	1400	€
Investimento iniziale autofinanziato	14000	€
Bonus 50%	7000	€
Bonus 50% risparmi energetici detrazione diretta annuale	700	€

Tabella 36 – Output economici relativi all'impianto FV ottenuti dal modello di calcolo

La superficie di installazione dell'impianto risulta essere pari a 80 m², in quanto, come riportato in tabella 26, per 1 kWp dell'impianto fotovoltaico policristallino sono necessari tra i 8-11 m².

Per quanto riguarda invece l'investimento iniziale, è stato utilizzato un CAPEX di 1400 €, che moltiplicato per la taglia dell'impianto porta ad un investimento iniziale di 14000 €; in questo caso però, si usufruisce della detrazione fiscale del 50%, arrivando ad un investimento di 7000 €, da erogare in 10 anni.

	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Risparmi da autoconsumo diretto	72,6	546,4	819,6	1092,8	1366	1639,2	1912,4	2185,6	2458,8	2732	€/anno
Ricavi da energia immessa	699,28	621,58	543,89	466,19	388,49	310,79	233,09	155,40	77,70	0,00	€/anno
Totale risparmi e ricavi	771,9	1168,0	1363,5	1559,0	1754,5	1950,0	2145,5	2341,0	2536,5	2732,0	€/anno
Costi di gestione e manutenzione	430										€/anno

Tabella 37 – Risparmi ottenuti dall'applicazione degli incentivi messi a disposizione per i sistemi di autoconsumo collettivo

Nella tabella 37 è possibile osservare come il totale dei risparmi e dei ricavi aumenta, man mano che l'energia immessa si riduce, questo perché, come detto prima, il prezzo di vendita dell'energia è inferiore a quello di acquisto e i benefici maggiori si ottengono dall'energia autoconsumata. Per quanto riguarda i costi di gestione invece, questi sono ottenuti dalla somma dell'OPEX (40 €) moltiplicata per la taglia dell'impianto, più il corrispettivo dovuto al GSE per la copertura dei costi amministrativi (30 € per potenza compresa tra 3 e 30 kW).

7.2.1.3 Analisi dei costi di investimento

Infine nell'ultimo gruppo di risultati è stato riportato il conteggio degli incentivi erogati da parte del Decreto MISE 16 settembre 2020 e della Delibera ARERA 318/2020 solo sull'energia condivisa (tabella 38), quest'ultima pari al minimo, in ciascun periodo orario, tra l'energia elettrica prodotta e emessa in rete dall'impianto fotovoltaico e l'energia elettrica prelevata dall'insieme dei clienti finali associati:

	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Incentivo MISE su en. Condivisa	1048,92	828,78	634,53	466,19	323,74	207,19	116,55	51,80	12,95	0,00	€/anno
Restituzione componenti tariffarie	104,89	82,88	63,45	46,62	32,37	20,72	11,65	5,18	1,29	0,00	€/anno
Totale	1153,82	911,66	697,99	512,81	356,12	227,91	128,20	56,98	14,24	0,00	€/anno

Tabella 38 – Incentivi e restituzioni componenti tariffarie annuali

Si può notare come i benefici derivanti dall'energia condivisa diminuiscono man mano che aumenta l'autoconsumo: le configurazioni migliori da realizzare sono quelle che prevedono l'energia autoconsumata che varia tra 10% e il 70% e l'energia condivisa che varia tra il 30% e il 90%.

È stata fatta inoltre, anche una valutazione del tempo di ritorno dell'investimento (senza detrazione fiscale del 50% e con) in base alla percentuale di energia autoconsumata:

	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Tempo di ritorno dell'investimento con detrazione 50%	6	6	6	6	6	5	5	5	5	4	anni
Tempo di ritorno dell'investimento senza detrazione 50%	10	9	9	9	9	8	8	7	7	6	anni

Tabella 39 – Tempo di ritorno dell'investimento

L'investimento risulta essere conveniente sempre, utilizzando la detrazione fiscale del 50%, con un tempo di ritorno sempre inferiore a 10 anni; mentre, se non si usufruisce della detrazione, l'investimento non è conveniente quando la percentuale di energia autoconsumata è pari al 10% (tempo di ritorno maggiore di 10 anni).

7.2.1.4 Ripartizione benefici economici per la singola utenza

Come riportato nel paragrafo 6.2.1, il modello di calcolo permette di calcolare anche il risparmio totale della singola utenza, attraverso un coefficiente di ripartizione globale.

Cr Utenze domestiche	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ut_dom1	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
Ut_dom2	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
Ut_dom3	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07
Ut_dom4	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07
Ut_dom5	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
Ut_dom6	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,07
Ut_dom7	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
Ut_dom8	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06
Ut_dom9	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04
Ut_dom10	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06

Tabella 40 – Coefficienti di ripartizione delle singole utenze domestiche

Nella tabella 41, quindi sono stati riportati i coefficienti di ogni singola utenza in base alla percentuale di autoconsumo considerata. Attraverso questi, è possibile andare ad individuare il risparmio della singola utenza; i risultati ottenuti sono i seguenti:

Risparmio singola utenza	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ut_dom1	6,98	15,07	22,41	30,03	38,24	47,35	57,67	69,52	83,19	99,00
Ut_dom2	11,63	25,12	37,35	50,05	63,74	78,92	96,12	115,86	138,65	165,00
Ut_dom3	12,56	27,13	40,34	54,05	68,83	85,23	103,81	125,13	149,74	178,20
Ut_dom4	12,56	27,13	40,34	54,05	68,83	85,23	103,81	125,13	149,74	178,20
Ut_dom5	11,63	25,12	37,35	50,05	63,74	78,92	96,12	115,86	138,65	165,00
Ut_dom6	12,56	27,13	40,34	54,05	68,83	85,23	103,81	125,13	149,74	178,20
Ut_dom7	11,63	25,12	37,35	50,05	63,74	78,92	96,12	115,86	138,65	165,00
Ut_dom8	11,63	25,12	37,35	50,05	63,74	78,92	96,12	115,86	138,65	165,00
Ut_dom9	6,98	15,07	22,41	30,03	38,24	47,35	57,67	69,52	83,19	99,00
Ut_dom10	11,63	25,12	37,35	50,05	63,74	78,92	96,12	115,86	138,65	165,00

Tabella 41 – Risparmio delle singole utenze domestiche

Per individuare il risparmio delle singole utenze al netto delle spese dei costi operativi, invece, si è ipotizzato che ogni utente paghi la stessa quota (43 €/anno) dei costi di gestione e manutenzione; di conseguenza i risultati saranno:

Risparmio al netto delle spese	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Ut_dom1	-36,02	-27,93	-20,59	-12,97	-4,76	4,35	14,67	26,52	40,19	56,00
Ut_dom2	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00
Ut_dom3	-30,44	-15,87	-2,66	11,05	25,83	42,23	60,81	82,13	106,74	135,20
Ut_dom4	-30,44	-15,87	-2,66	11,05	25,83	42,23	60,81	82,13	106,74	135,20
Ut_dom5	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00
Ut_dom6	-30,44	-15,87	-2,66	11,05	25,83	42,23	60,81	82,13	106,74	135,20
Ut_dom7	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00
Ut_dom8	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00
Ut_dom9	-36,02	-27,93	-20,59	-12,97	-4,76	4,35	14,67	26,52	40,19	56,00
Ut_dom10	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00

Tabella 42 – Risparmio al netto delle spese di manutenzione delle singole utenze domestiche

Si può notare che, affinché la maggior parte delle utenze abbiano dei ricavi dalla configurazione utilizzata, si deve raggiungere una percentuale di autoconsumo pari almeno al 40%.

7.3 Simulazione attraverso il software Recon

La seconda simulazione è stata effettuata tramite Recon, il simulatore tecnico-economico proposto da ENEA. Anche in questo caso, i dati inseriti come input sono quelli riportati al paragrafo 6.1.

Recon chiede di compilare 4 sezioni:

- nella sezione 1, deve essere inserito il nome della scheda, la località (provincia e comune) dell'edificio in esame, la configurazione selezionata (autoconsumatore collettivo o comunità di energia rinnovabile) e la tipologia di connessione alla rete dell'impianto di produzione FER. Nel caso esaminato (ovvero lo stesso utilizzato per la valutazione attraverso il modello di calcolo), l'edificio ubicato a Torino, prevede di simulare un sistema di autoconsumo collettivo collegato la rete dell'impianto in bassa tensione;
- nella sezione 2 invece devono essere inseriti i consumi delle utenze comuni e domestiche; come per la simulazione precedente, i consumi delle utenze comuni sono stati forniti dall'amministratore del condominio (e sono pari a 11000 kWh/anno), mentre i consumi delle utenze domestiche sono stati stimati, così come descritto all'interno del paragrafo 6.1, e riportati in tabella 34. Prima di inserire i consumi però, è stato necessario suddividere tutte le utenze domestiche in cluster, ovvero abitazioni simili dal punto di vista del numero di occupanti, del profilo di occupazione, delle caratteristiche dell'edificio e dei vari impianti. Le abitazioni tipo risultano essere le seguenti:

Abitazione tipo	Quantità	Consumi	Consumi-fascia F1	N° persone	N° persone ore diurne
[-]	[-]	[kWh/anno]	[kWh/anno]	[-]	[-]
1	3	1500	495	1	1
2	5	2500	825	2	1
3	2	2700	891	4	2

Tabella 43 – Cluster inseriti nel simulatore

- nella sezione 3 invece devono essere inseriti i dati riguardanti le caratteristiche dell'impianto FV; la taglia dell'impianto, pari a 10 kWp, è stata calcolata come riportato nella procedura al paragrafo 6.1 (dati riportati in tabella 36). Si è inoltre ipotizzato di utilizzare un impianto a silicio monocristallino installato sulla copertura dell'edificio;
- nella sezione 4 infine, devono essere inseriti CAPEX e OPEX e il prezzo medio di acquisto e di vendita dell'energia; si ipotizza inoltre di usufruire solo della detrazione al 50% e che non venga richiesto nessun prestito bancario.

Nei paragrafi successivi sono riportati i risultati ottenuti.

7.3.1 Risultati

7.3.1.1 Consumi e produzione elettrici annui

Il primo gruppo di risultati è composto dalle grandezze e dagli indicatori energetici e ambientali:

Consumo e produzione elettrici annuali (all'anno 1)

Consumi elettrici totali	33.400 kWh
Consumi elettrici diurni	14.811 kWh
Produzione dell'impianto fotovoltaico	12.446 kWh
Energia direttamente autoconsumata	4.244 kWh
Energia immessa in rete	8.202 kWh
Energia condivisa	4.105 kWh
Energia in eccedenza	4.097 kWh

Figura 43 – Consumo e produzione elettrici annuali - RECON

Indicatori energetici e ambientali (all'anno 1)

Indice di autoconsumo diretto	34,1 %
Indice di autoconsumo collettivo	33 %
Indice di autoconsumo totale	67,1 %
Indice di autosufficienza energetica	25 %
CO ₂ annuale evitata	4,06 tCO ₂

Figura 44 – Indicatori energetici e ambientali - RECON

In questo caso l'unica percentuale di autoconsumo valutata è quella data dal rapporto tra l'energia direttamente autoconsumata e la produzione dell'impianto fotovoltaico, che corrisponde ad un autoconsumo del 34,1% (indice di autoconsumo diretto).

Come si può osservare in figura 44, Recon restituisce anche degli indicatori ambientali come la quantità di anidride carbonica annuale evitata che si ottiene con la realizzazione del sistema di autoconsumo collettivo.

7.3.1.2 Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali

Il secondo gruppo di risultati riporta l'analisi dei costi dell'investimento e risparmi e ricavi che si ottengono con gli incentivi messi a disposizione dal Decreto MISE 16 settembre 2020 e dalla Delibera ARERA 318/2020:

Analisi dei costi di investimento		Risparmi, ricavi e costi di gestione annuali (all'anno 1)	
Superficie dell'impianto fotovoltaico	67 m ²	Risparmi da autoconsumo diretto	849 Euro/Anno
Costo iniziale dell'impianto	14.000 Euro	Ricavi da energia immessa in rete	492 Euro/Anno
Prestito bancario	0 Euro	Totale risparmi e ricavi	1.341 Euro/Anno
Investimento iniziale autofinanziato	14.000 Euro	Costi di gestione e manutenzione	430 Euro/Anno
Superbonus 110%	0 Euro		
Superbonus 110%: detrazione diretta annuale	0 Euro/Anno		
Bonus 50% risparmi energetici	7.000 Euro		
Bonus 50% risparmi energetici: detrazione diretta annuale	700 Euro/Anno		

Figura 45 – Analisi dei costi di investimento - RECON

Figura 46 – Risparmi, ricavi e costi di gestione annuali - RECON

In figura 45, viene riportata la superficie utile per l'installazione dell'impianto FV, che in questo caso risulta essere pari a circa 67 m²; per quanto riguarda invece l'investimento iniziale, come per la simulazione precedente, è stato utilizzato un CAPEX di 1400 €, che moltiplicato per la taglia dell'impianto porta ad un investimento iniziale di 14000 €; usufruendo della detrazione fiscale del 50%, si arriva ad un investimento di 7000 €, da erogare in 10 anni (700 €/anno).

In figura 46, oltre ad essere riportati i costi di gestione e manutenzione (i quali risultano essere uguali a quelli calcolati dal modello di calcolo), sono riportati i risparmi e i ricavi ottenuti, sempre

considerando una percentuale del 34,1% di autoconsumo, rispettivamente della quantità di energia autoconsumata e di quella immessa.

7.3.1.3 Analisi dei costi di investimento

Infine nell'ultimo gruppo di risultati è possibile osservare il totale degli incentivi erogati da parte del Decreto MISE e della Delibera ARERA solo sull'energia condivisa (figura 47) e il tempo di ritorno dell'investimento (figura 48), incluso di VAN e TIR (in questo caso non è stato utilizzato il prestito bancario):

Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali (all'anno)

1. Incentivo MISE sull'energia condivisa	411 Euro/Anno
2. Restituzione componenti tariffarie	34 Euro/Anno
3. Restituzione perdite di rete evitate	6 Euro/Anno
4. Totale	450 Euro/Anno

Figura 47 – Incentivi e restituzione componenti tariffarie annuali
- RECON

Indicatori finanziari

1. Tempo di ritorno dell'investimento	7,7 Anni
2. VAN a 20 anni	9.227 Euro
3. Tasso interno di rendimento (TIR)	11,25 %
4. Interessi totali sul prestito bancario	0 Euro

Figura 48 – Indicatori finanziari - RECON

7.4 Confronto dei risultati

Viene svolto ora un confronto dei risultati ottenuti dalle due simulazioni effettuate nei paragrafi precedenti; siccome la simulazione effettuata attraverso Recon fa riferimento ad una percentuale di autoconsumo pari precisamente al 34,1%, anche per il modello di calcolo, verranno considerati solo i risultati ottenuti con una percentuale simile per eccesso (ovvero 40%).

I risultati ottenuti sono i seguenti:

Consumo e produzione elettrici annuali			
	Modello	Recon	
Consumi elettrici totali	33400	33400	kWh
Produzione impianto FV	13660	12446	kWh
Indice di autoconsumo diretto	40	34,1	%
Energia direttamente autoconsumata	5464	4244	kWh
Energia immessa in rete	7770	8202	kWh
Energia condivisa	4662	4105	kWh
Energia in eccedenza	3108	4097	kWh

Tabella 44 – Confronto consumo e produzione elettrici annuali

Nella tabella 44, si può osservare come l'energia autoconsumata, l'energia immessa in rete, l'energia condivisa e quella in eccedenza varino a causa della differenza di produzione dell'impianto FV, essendo tutte dipendenti da quest'ultima. La variazione di produzione del FV dipende da come questa viene calcolata: sia il modello di calcolo che Recon fanno riferimento al software PVGIS, ma mentre Recon inserisce automaticamente i dati presi dal software attraverso degli algoritmi implementati ad hoc, nel modello di calcolo questi devono essere inseriti manualmente; inoltre bisogna sottolineare che le percentuali considerate differiscono del 5,9%.

Analisi dei costi di investimento			
	Modello	Recon	
Superficie impianto FV	80,00	67,00	m ²
Costo iniziale dell'impianto	1400	1400	€
Investimento iniziale autofinanziato	14000	14000	€
Bonus 50%	7000	7000	€
Bonus 50% risparmi energetici detrazione diretta annuale	700	700	€

Tabella 45 – Confronto analisi dei costi di investimento

L'unica differenza presente in tabella 45, è quella relativa alla stima della superficie individuata per l'installazione dell'impianto FV. Considerando sempre che Recon svolge i calcoli attraverso algoritmi implementati appositamente e non permette di inserire la tipologia di pannello che si vuole utilizzare, mentre il modello di calcolo fa riferimento ai valori riportati in tabella 26, i valori dei m² delle due superfici presentano una differenza di 13 m². Per quanto riguarda invece il resto dei risultati, i valori individuati sono identici.

Risparmi ricavi e costi di gestione annuali			
	Modello	Recon	
Risparmi da autoconsumo diretto	1092,8	849	€/anno
Ricavi da energia immessa	466,19	492	€/anno
Totale risparmi e ricavi	1559,0	1341	€/anno
Costi di gestione e manutenzione	430	430	€/anno

Tabella 46 – Confronto risparmi, ricavi e costi di gestione annuali

Le differenze riportate in tabella 46 invece, sono delle conseguenze della diversa produzione annuale dell'impianto FV, riportata in tabella 44. Essendo tutte le grandezze energetiche dipendenti da questa, anche il calcolo dei ricavi dell'autoconsumo e dei risparmi sull'energia immessa sarà diverso tra di loro. La differenza maggiore si ha sul risparmio da autoconsumo diretto. Per quanto riguarda i costi di gestione e manutenzione, invece, i due risultati coincidono.

Ricavi sull'energia condivisa			
	Modello	Recon	
Incentivo MISE su en. Condivisa	466,19	411	€/anno
Restituzione componenti tariffarie	46,62	34	€/anno
Restituzione perdite di rete evitate	/	6	€/anno
Totale	512,81	450	€/anno

Tabella 47 – Confronto risparmi, ricavi e costi di gestione annuali su energia condivisa

Stesso discorso fatto prima, vale per la valorizzazione dell'energia condivisa: essendo questa dipendente dall'energia immessa nella rete, a sua volta dipendente dalla produzione dell'impianto fotovoltaico, nel calcolo dei ricavi risulta esserci una differenza di poco più di 500 euro. Bisogna considerare inoltre che Recon include anche il valore delle perdite di rete sull'energia condivisa, a differenza del modello di calcolo che invece le include direttamente sull'energia immessa.

Tempo di ritorno dell'investimento			
	Modello	Recon	
Tempo di ritorno dell'investimento con detrazione 50%	6	7,7	anni
Tempo di ritorno dell'investimento senza detrazione 50%	9	10,5	anni

Tabella 48 – Confronto tempi di ritorno dell'investimento

Infine, viene messo a confronto il tempo di ritorno dell'investimento, con e senza detrazione fiscale del 50%; in tutti e due i casi per la valutazione dei flussi di cassa è stato utilizzato un tasso di inflazione pari all'1%. Dai risultati riportati è possibile osservare come, sia per Recon che per il modello di calcolo, l'investimento risulta fattibile usufruendo della detrazione fiscale al 50%, considerando un tempo di ritorno tra i 6-8 anni; nel caso in cui la detrazione fiscale non venisse applicata, allora l'investimento risulta fattibile solo per il modello di calcolo, e non per Recon, in quanto restituisce un investimento maggiore di 10 anni, quindi possibilmente da evitare.

8. CONCLUSIONI

Attraverso le due simulazioni effettuate tramite il modello di calcolo e Recon, è stata valutata la fattibilità tecnico-economica di un sistema di autoconsumo collettivo.

La percentuale di autoconsumo valutata nell'edificio in esame, è stata del 40% circa; purtroppo però arrivare già a questo tipo di percentuali è molto difficile (di solito si arriva tra il 20% - 30%), quindi bisogna invogliare l'utente a spostare la maggior parte dei carichi nelle fasce diurne (ovvero durante la curva di produzione dell'impianto fotovoltaico).

Dal confronto dei risultati, è stato possibile osservare come questi siano risultati simili, nonostante la restituzione dei dati di output venisse svolta in modo diverso dai due strumenti. Inoltre, si è potuto dimostrare come il modello di calcolo creato restituisca valori veritieri e possa essere utilizzato per fornire una stima dei benefici economici di qualsiasi condominio che voglia diventare un sistema di autoconsumo collettivo.

Il modello di calcolo proposto nasce come strumento per le aziende nell'individuazione dei benefici tecnico – economici di un sistema di autoconsumo collettivo. Grazie all'inserimento di pochi dati di input infatti, è possibile fornire al cliente che si avvicina per la prima volta a questo nuovo sistema, un documento (Allegato A), che permetta di comprendere, in maniera facile e intuitiva, i benefici economici del condominio e della singola utenza domestica.

La creazione di modelli di calcolo, o di strumenti come Recon, hanno lo scopo di non lasciare da sole tutte le comunità energetiche che stanno nascendo, andando a costruire intorno ad esse una rete di supporto composta da vari attori, che renda di facile riproduzione questi nuovi sistemi.

Ormai, le comunità energetiche rappresentano una delle opportunità attraverso le quali sarà possibile raggiungere gli obiettivi che l'UE si è prefissata di arrivare entro il 2050; la loro realizzazione è importante per attuare il potenziale del territorio per la diffusione e l'accettabilità degli impianti FER, per stimolare la consapevolezza nei comportamenti di consumo sul profilo economico ed ambientale, per rafforzare il ruolo dei cittadini e delle comunità locali come parte attiva del sistema, per consentire il bilanciamento locale dell'energia e la riqualificazione energetica dei luoghi di consumo, per sviluppare competenze tecniche o professionali del territorio con ricadute economiche e sociali, per combattere la vulnerabilità e la povertà energetica riducendo costi di fornitura dell'energia e i consumi, promuovendo l'efficienza, per sviluppare modelli cooperativi virtuosi basati sull'inclusione

sociale ed economica che trova nelle comunità locali attori fondamentali per un nuovo sviluppo locale.

Oggi, diventa fondamentale il completo recepimento delle Direttive europee in tema di autoproduzione e scambio di energia, in quanto ci sono ancora questioni aperte e criticità (dimensionamento del perimetro, governance del meccanismo, problemi per le cabine secondarie, ecc...) da dover assolutamente risolvere, al fine di diffondere di più questi sistemi. Ma soprattutto bisogna informare di più il cittadino, semplificando gli iter burocratici e rendendo la partecipazione più semplice possibile.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Energy data – 2020 edition – Eurostat
- [2] Fonti rinnovabili in Italia e in Europa 2019 – GSE
- [3] DIRETTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE
- [4] LA SITUAZIONE ENERGETICA NAZIONALE NEL 2019 - MINISTERO DELLO SVILUPPO ECONOMICO – DGISSEG
- [5] Il contributo delle Comunità Energetiche alla decarbonizzazione - Modelli attuali e futuri, stime di potenziale e pillole di benefici - Elemens
- [6] DIRETTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO dell'11 dicembre 2018 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (rifusione)
- [7] DIRETTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 5 giugno 2019 relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE (rifusione)
- [8] Decreto Legislativo 162/19 MILLEPROROGHE (ART: 42 BIS)
- [9] Delibera ARERA 318/2020 - REGOLAZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE RELATIVE ALL'ENERGIA ELETTRICA CONDIVISA DA UN GRUPPO DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE IN EDIFICI E CONDOMINI OPPURE CONDIVISA IN UNA COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE
- [10] Decreto MISE 16 Settembre 2020 - Individuazione della tariffa incentivante per la remunerazione degli impianti a fonti rinnovabili inseriti nelle configurazioni sperimentali di autoconsumo collettivo e comunità energetiche rinnovabili
- [11] GRUPPI DI AUTOCONSUMATORI DI ENERGIA RINNOVABILE CHE AGISCONO COLLETTIVAMENTE E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE - Regole tecniche per l'accesso al servizio di valorizzazione e incentivazione dell'energia elettrica condivisa
- [12] Comunità Energetiche e Autoconsumo Collettivo: contesto e quadro regolatorio – RSE
- [13] Progetto di comunità energetica (energia solare) ad Edimburgo; fonte: Edinburgh Solar/E4All
- [14] Gli schemi di Autoconsumo Collettivo e le Comunità dell'Energia – RSE
- [15] Le comunità energetiche in Italia – ENEA
- [16] AUTOCONSUMO COLLETTIVO E COMUNITÀ DI ENERGIA RINNOVABILE – World Council Energy
- [17] Comunità rinnovabili 2020 – Legambiente

[18] Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2019 – GSE

[19] I prosumer condominiali – GSE, Elemens e Kantar

[20] Fotovoltaico: power to the people – RSE

[21] Aggiornamento del modello per la stima dei consumi per riscaldamento, ACS e usi cottura e analisi dei dati del database delle detrazioni fiscali mediante la metodologia sviluppata - M. Caldera, A. Federici, A. Martelli, M. Nocera, G. Puglisi, M. Scoccianti, F. Zanghirella

[22] L'AGGIORNAMENTO DELLE CONDIZIONI DI TUTELA II TRIM 2021 NEL DETTAGLIO
– MILANO, 29 Marzo 2021

SITOGRAFIA

- [1] Importazione di energia tra il 2008 e il 2018 da parte dei Paesi UE; URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C_custom_992236/default/table?lang=en
- [2] Quota della produzione energetica dell'UE suddivisa per fonte (2018); URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C_custom_992236/default/table?lang=en
- [3] Guerra del Kippur; URL: https://it.wikipedia.org/wiki/Guerra_del_Kippur
- [4] OPEC; URL: https://it.wikipedi.org/wiki/Organizzazione_dei_Paesi_esportatori_di_petrolio
- [5] Sito web della BP sezione “Energy economics; *Statistical review*; Statistical review of world energy – all data 1965-2019; URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>
- [6] Dati elettrici Italia 2019; URL: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche>
- [7] Pacchetto per il clima e l’energia 2020; URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_it
- [8] Accordo di Parigi; URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it
- [9] Pacchetto energia pulita per tutti gli Europei; URL: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en
- [10] Green Deal Europeo; URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it
- [11] Comunità energetica Danimarca; URL: <https://www.middelgrunden.dk/vindmoelleparken/>
- [12] Comunità energetica Danimarca; URL: <https://orsted.com/about-us/whitepapers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms>
- [13] Comunità energetica Regno Unito; URL: <https://www.wwce.org/>
- [14] Comunità energetica Belgio; URL: <https://www.courantdair.be/wp/>
- [15] Comunità energetica Spagna; URL: <https://www.energetica.coop/>
- [16] Comunità energetica Germania; URL: <http://www.bioenergiedorf.de/index.html><http://enercommunities.eu/course/bioenergy-village-juhnde/>
- [17] Comunità energetica Brixton; URL: <https://brixtonenergy.co.uk/>
- [18] Azienda Energetica Funes; URL: <http://www.comunirinnovabili.it/azienda-energetica-funes/>
- [19] Cooperativa energetica SECAB; URL: <https://www.secab.it/home/>

- [20] Cooperativa E-Werk PRAD; URL: <https://www.e-werk-prad.it/werke/>
- [21] Cooperativa Gignod; URL: <http://www.ceg-energia.it/>
- [22] Cooperativa FTI; URL: <https://www.fti.bz.it/>
- [23] Cooperativa Melpignano; URL: <http://www.comunirinnovabili.it/cooperativa-di-comunita-di-melpignano/>
- [24] Cooperativa Energia Positiva; URL: <https://www.energia-positiva.it/>
- [25] Consumi famiglia tipo ARERA; URL: https://www.arera.it/it/elettricit /stimaspesa_ele.htm
- [26] Corrispettivi tariffari riferiti al servizio di maggior tutela; URL: <https://www.arera.it/it/dati/condec.htm>
- [27] Costi BT e MT; URL: <https://www.e-distribuzione.it/conneessione-alla-rete/importi-per-le-conneessioni.html>
- [28] Relazione annuale 2020: https://www.arera.it/it/relaz_ann/20/20.htm
- [29] RECON; URL: <https://recon.smartenergycommunity.enea.it/>
- [30] PVGIS; URL: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

ALLEGATO A



Modello per la simulazione di un sistema di autoconsumo collettivo

DATI DI INPUT

Dati proprietario/amministratore di condominio			
Nome	Paolo		
Cognome	Rossi		
Indirizzo	Via Bossolasco 3		
Città/stato/CAP	Torino /Italia/ 10141		
Telefono	011 4456783	Cellulare	3382766589
Indirizzo email	paolorossi @outlook.it		

Dati edificio		
Indirizzo	Via Bossolasco 3	
Città/stato/CAP	Torino /Italia/ 10141	
Classe energetica	G	
Configurazione	Autoconsumo collettivo	
Tipo di connessione	☒ BT ☐ MT	
Qualità termica	☐ ottima ☐ buona ☒ mediocre ☐ sufficiente	

Unità di consumo			
N°utenze comuni	1		
N°utenze domestiche	10		
Consumo annuo utenze comuni	11000 kWh/anno	Consumi Fascia F1	3630 kWh/anno
Consumo annuo utenze domestiche	22400 kWh/anno	Consumi Fascia F1	7392 kWh/anno

Impianti			
Raffrescamento	☐ gas	☐ elettricità	☒ altro
Riscaldamento	☒ gas	☐ elettricità	☐ altro
Produzione ACS	☒ gas	☐ elettricità	☐ altro

Incentivi	
Incentivi	☒ detrazione 50% ☐ superbonus 110%

DATI DI OUTPUT

Consumo e produzione elettrici annuali											
Consumi elettrici totali	33400										kWh/anno
Produzione impianto FV											kWh/anno
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Energia direttamente autoconsumata	1366	2732	4098	5464	6830	8196	9562	10928	12294	13660	kWh/anno
Energia immessa in rete	11655	10360	9065	7770	6475	5180	3885	2590	1295	0	kWh/anno
Energia condivisa	1165	2072	2719	3108	3237	3108	2719	2072	1165	0	kWh/anno
Energia in eccedenza	10489	8288	6345	4662	3237	2072	1165	518	129	0	kWh/anno

Analisi dei costi di investimento											
Taglia impianto	80,00										kWp
Sup. Impianto FV	1400										m ²
Costo iniziale	14000										€
Investimento iniziale	7000										€
Bonus 50%	700										€
Detrazione annuale	80,00										€

Risparmi, ricavi e costi di gestione annuali											
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Risparmi autoc. diretto	72,6	546,4	819,6	1092,8	1366	1639,2	1912,4	2185,6	2458,8	2732	€/anno
Ricavi energia immessa	699,28	621,58	543,89	466,19	388,49	310,79	233,09	155,40	77,70	0,00	€/anno
Totale	771,9	1168,0	1363,5	1559,0	1754,5	1950,0	2145,5	2341,0	2536,5	2732,0	€/anno
Costi di gest. e manut.	430										€/anno

Ricavi su energia condivisa											
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Incentivo MISE	1048,9	828,78	634,53	466,19	323,74	207,19	116,55	51,80	12,95	0,00	€/anno
Restituzione comp. tarif.	104,89	82,88	63,45	46,62	32,37	20,72	11,65	5,18	1,29	0,00	€/anno
Totale	1153,8	911,66	697,99	512,81	356,12	227,91	128,20	56,98	14,24	0,00	€/anno

Tempo di ritorno dell'investimento											
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
Tempo di ritorno con detrazione 50%	6	6	6	6	6	5	5	5	5	4	€/anno
Tempo di ritorno senza detrazione 50%	10	9	9	9	9	8	8	7	7	6	€/anno

Risparmio della singola utenza al netto delle imposte											
	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
UT_Dom1	-36,02	-27,93	-20,59	-12,97	-4,76	4,35	14,67	26,52	40,19	56,00	€/anno
UT_Dom2	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00	€/anno
UT_Dom3	-30,44	-15,87	-2,66	11,05	25,83	42,23	60,81	82,13	106,74	135,20	€/anno
UT_Dom4	-30,44	-15,87	-2,66	11,05	25,83	42,23	60,81	82,13	106,74	135,20	€/anno
UT_Dom5	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00	€/anno
UT_Dom6	-30,44	-15,87	-2,66	11,05	25,83	42,23	60,81	82,13	106,74	135,20	€/anno
UT_Dom7	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00	€/anno
UT_Dom8	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00	€/anno
UT_Dom9	-36,02	-27,93	-20,59	-12,97	-4,76	4,35	14,67	26,52	40,19	56,00	€/anno
UT_Dom10	-31,37	-17,88	-5,65	7,05	20,74	35,92	53,12	72,86	95,65	122,00	€/anno

Firma Cliente

Firma Azienda